

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр»

**ВИБІР СУКУПНОСТІ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ  
РОБОТОЗДАТНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ**

08-13.МКР.01.00.130 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППП магістр,  
групи ЕСМ-18м  
галузь знань 14 «Електрична інженерія»  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»  
Баньковський І. Ю. \_\_\_\_\_

Керівник: д.т.н., проф., професор каф. ЕСС  
Кутін В. М. \_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

Рецензент: канд. техн.. наук, доц., доцент  
каф. ЕМСАПТ  
Мошноріз М. М. \_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.



### Анотація

Баньковський І. Ю Вибір сукупності показників для визначення умов роботоздатності розподільних мереж. Магістерська дипломна робота. Кафедра ЕСС, ФЕЕЕМ, ВНТУ, - Вінниця, 2019.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто актуальну науково-прикладну проблему розвитку теорії побудови комбінованих методів діагностування з метою створення діагностичного забезпечення системи керування індивідуальною надійністю розподільних мереж напругою 6-35 кВ під час їх експлуатації і ремонту.

Розроблено метод визначення параметрів ізоляції фази мережі відносно землі шляхом неперервного контролю загального активного опору ізоляції і напруг фаз відносно землі при накладанні на мережу сигналу постійного струму і обробки результатів з допомогою спеціальної математичної моделі, яка подається у вигляді системи рівнянь, що відображають залежність параметрів ізоляції від контрольованих показників.

Ключові слова: пошкодження, ізоляція, розподільні мережі, методи контролю ізоляції.

Сторінок – 130    Рисунків – 9    Таблиць – 3    Бібліографія – 89

## ЗМІСТ

|   |           |
|---|-----------|
| Анотація .....  | 6         |
| Annotation .....  | 7         |
| Список умовних позначень і скорочень.....   | 8         |
| ВСТУП.....  | 9         |
| <b>1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ<br/>РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....</b>                                | <b>11</b> |
| 1.1 Причини виникнення пошкоджень ізоляції розподільних мереж....   | 11        |
| 1.2 Причини виникнення змін технічного стану ізоляції елементів<br>розподільних мереж.....                            | 14        |
| 1.3 Аналіз впливу режиму роботи нейтралі на технічний стан ізоляції<br>розподільних мереж.....                        | 17        |
| 1.4 Існуючі методи контролю стану ізоляції розподільних мереж.....  | 26        |
| Висновок до розділу 1.....  | 46        |
| <b>2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ<br/>РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....</b>                         | <b>47</b> |
| 2.1 Аналіз методів визначення робото здатності ізоляції.....  | 47        |
| 2.2 Визначення сукупності показників технічного стану<br>роботоздатності ізоляції розподільних мереж.....             | 49        |
| 2.3 Розробка діагностичної моделі для визначення умов<br>роботоздатності ізоляції.....                                | 54        |
| 2.4 Інформативність вибраної сукупності показників роботоздатності<br>ізоляції.....                                   | 62        |
| 2.5 Вибір простору зміни значень діагностичних показників при<br>дослідженні ефективності запропонованого методу..... | 68        |
| 2.6 Адекватність моделі для визначення умов роботоздатності.....  | 71        |
| Висновок до розділу 2.....  | 73        |
| <b>3 РОЗРОБКА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ<br/>РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....</b>                               | <b>76</b> |

## СПИСОК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

БНКІ – блок неперервного контролю ізоляції

ВАФ – вольт-ампер-фазометр

ВАХ – вольт-амперна характеристика

ДК – діагностичний комплекс

ДГР – дугогасний реактор

ДККПІ – діагностичний комплекс контролю роботоздатності ізоляції

НП ДККПІ – підсистема неперервного контролю роботоздатності ізоляції

ПП ДККПІ – підсистема періодичного контролю роботоздатності ізоляції

ЕК – енергопостачальна компанія

КЗ – коротке замикання

ПЛЕП – повітряна лінія електропередач

КЛЕП – кабельна лінія електропередач

ППП – пакет прикладних програм

ОД – об'єкт діагностування

ОЗЗ – однофазне замикання на землю

РЗ – релейний захист

РМ – розподільна мережа

СТОР – система технічного обслуговування і ремонту

ТН – трансформатор напруги

ТС – технічний стан

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В процесі експлуатації розподільні мережі (РМ) виникають пошкодження. Їх питома кількість є достатньо стійкою характеристикою, наприклад, по повітряним лініям електропередач (ПЛЕП) 6-10 кВ ПАТ "АК Вінницяобленерго" в середньому за 2018/2019 рр. складає 0,19 пошкоджень на 1 км довжини розподільних мереж в рік.

Найбільш поширеним видом пошкоджень в РМ ПЛЕП є замикання на землю, їх кількість складає близько 80% від усіх видів пошкоджень. Замикання на землю призводять до виникнення небезпеки ураження людей струмом, та суттєвого зниження якості та надійності електропостачання, значних понаднормативних технічних втрат електроенергії.

Основною причиною виникнення замикань на землю є утворення шунтувальних зв'язків між струмоведучими частинами РМ і землею. Контроль провідності ізоляції кожної фази РМ відносно землі дає найбільш повну інформацію для виявлення несправностей ізоляції окремих її елементів на ранній стадії розвитку пошкодження неруйнівними методами. При цьому слід зауважити, що не існує норм для обмеження зміни параметрів ізоляції.

Через невисоку чутливість методи контролю ізоляції, основані на вимірюванні струмів і напруг нульової послідовності та напруги зміщення нейтралі не дозволяють виявляти пошкодження ізоляції відносно землі на ранніх стадіях їх розвитку.

Тому існує необхідність визначення умов роботоздатності ізоляції в процесі експлуатації, а також розробки і впровадження в РМ досконалих методів діагностування технічного стану ізоляції, які дозволяють виявити пошкодження на ранніх стадіях їх розвитку під робочою напругою.

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної магістерської роботи є підвищення рівня надійності РМ, шляхом врахування параметрів електробезпеки і струмів витоку на землю в умовах експлуатації.

Відповідно до поставленої мети в роботі розв'язуються такі задачі:

- аналіз об'єкта дослідження (характер пошкодження, причини пошкоджень);
- аналіз існуючих методів і засобів підвищення надійності контролю ізоляції;
- дослідження діагностичної моделі для визначення умов роботоздатності ізоляції РМ;
- розробка методики розрахунку економічної ефективності використання діагностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції РМ відносно землі;

**Об'єктом дослідження** є процеси зміни технічного стану елементів в РМ.

**Предметом дослідження** є діагностична модель умов роботоздатності ізоляції РМ.

**Методи дослідження.** Використані теоретичні та експериментальні методи, зокрема, методи аналізу нормальних, аномальних і аварійних режимів роботи РМ; для обґрунтування математичних моделей застосовувались методи фізичного моделювання та емпіричні методи.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає у вдосконаленні методу визначення умов роботоздатності ізоляції, який враховує параметри безпеки та струм витікання на землю в умовах експлуатації розподільних мереж, що дозволяє підвищити рівень надійності експлуатації електричних мереж.

Отримав подальший розвиток метод неперервного контролю ізоляції, який ґрунтується на вимірюванні мінімальних фазних напруг, що дозволяє підвищити вірогідність контролю РМ.

**Практичне значення отриманих результатів.** Полягає в тому, що проведені в роботі дослідження дозволили розробити діагностичний комплекс контролю роботоздатності ізоляції для підвищення рівня надійності і безпеки експлуатації ліній електропередачі напругою 6-35 кВ.

# 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

## 1.1 Причини виникнення пошкоджень ізоляції розподільних мереж

Найбільш ненадійною частиною розподільної мережі є мережа повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) [1-3], де в якості ізоляції використовуються скляні і фарфорові (в останній час і полімерні) ізолятори. Ізолятори ПЛЕП перебувають під безпосереднім впливом агресивного навколишнього середовища. Цей вплив виражається у вигляді забруднення поверхні ізоляторів пилом, брудом, соляними сполуками, що при зволоженні викликає появу на поверхні ізолятора провідного середовища і, відповідно, струму стікання на землю. Розглянемо процеси, що відбуваються на ізоляторах ПЛЕП більш детально.

В загальному випадку любий твердий діелектрик володіє як поверхневою, так і об'ємною провідністю [4-6]. Це пояснюється особливостями молекулярної структури діелектрика. Якщо поверхня діелектрика пориста, то волога проникає у внутрішню поверхню і призводить до протікання струмів витоку в об'ємі (всередині) діелектрика і, відповідно, до існування об'ємної провідності  $g_v$ . Також, в результаті процесу фізичної адсорбції газ, що контактує з поверхнею твердого тіла, конденсується на ній, утворюючи дуже тонку рідку плівку. Сумісна дія такої адсорбції і забруднення викликає появу поверхневої провідності діелектрика  $g_s$ .

Експериментально встановлено, що процес поверхневої провідності є в основному електролітичним [6]. Ретельно очищені зразки кварцу, слюди, парафіну високої молекулярної маси, ізомерів стиролу, плівки нітроцелюлози не володіють поверхневою провідністю ні при яких значеннях відносної вологості повітря, аж до насичення [7]. Але скло, як би ретельно його не



очищували, має поверхневу провідність, що піддається вимірюванню при всіх значеннях вологості вище 10% .

В загальному випадку залежність між поверхневою провідністю і відносною вологістю виражається формулою:

$$g_s = 10^{-c} e^{\left(\frac{P}{P_s}\right)^d},$$

де  $c, d$  – коефіцієнти, що залежать від матеріалів;

$P/P_s$  – відносний тиск повітря.

Також було експериментально встановлено, що залежність поверхневої провідності від відносної вологості є нелінійною функцією [9]. Так, при збільшенні вологості від 40 до 100%, поверхнева провідність збільшується в 1000, або навіть в 10000 раз. Це пояснюється тим, що товщина адсорбованої плівки збільшується. Але це все є справедливим до моменту, коли товщина адсорбованої плівки не набуде критичного значення, рівного приблизно 6-10 мономолекулярним шарам. Далі залежність стає лінійною.

Також було доведено [10], що на поверхні скла під дією вологи відбувається гідроліз, при якому утворюється кремнієва плівка, насичена водяними розчинами продуктів гідролізу. Ця кремнієва плівка має дуже високу абсорбційну здатність. Процес гідролізу з послідуєчим утворенням кремнієвої плівки не відбувається миттєво, і тому, відповідно, поверхнева провідність скла може змінюватись протягом тривалого часу після збільшення вологості.

В цих процесах закладена ще одна потенційна небезпека для розвитку пошкоджень скляних ізоляторів. При протіканні струмів витіку через адсорбовану плівку відбувається іонний витік лугів зі скла, що в кінцевому рахунку може призвести до його механічного пошкодження.

Розглядаючи ізолятор як складову частину ізоляції ПЛЕП, слід звернути увагу на те, що його поверхня забруднюється нерівномірно [11]. Тому завжди

виникатиме неоднорідність вздовж поверхні стікання струму витoku, що призводить до появи ділянок з більшою і меншою поверхневою провідністю. Розподіл падінь напруги вздовж поверхні теж буде неоднорідним. Це викликає появу часткових розрядів у вигляді стримерів між ділянками з більшою і меншою поверхневими провідностями. Такі явища також негативно відображаються на ізоляційних властивостях матеріалу ізоляторів, призводячи до появи жолобів, тріщин і інших видів пошкоджень на поверхні і в тілі ізоляторів.

З усього вище наведеного можна зробити наступні висновки про причини виникнення пошкоджень ізоляторів:

1). Любий ізоляційний матеріал, такий як скло чи глазурована порцеляна, має поверхневу і об'ємну провідності, які викликають появу струмів витoku вздовж поверхні чи об'єму діелектрика. Їх величини значною мірою залежать від ступеню і виду забруднення на поверхні ізолятора (найбільш несприятливі види забруднень – розчинні солі), а нерівномірність забруднення призводить до виникнення неоднорідності у розподілі падіння напруги вздовж поверхні ізолятора і виникнення часткових розрядів.

2). Скло має властивість утворювати при зростанні вологості повітря адсорбційну плівку, в якій під дією підвищеної температури може відбуватись процес гідролізу і утворення кремнієвої плівки, що значно підвищує адсорбційні властивості поверхні. Це призводить до різкого збільшення поверхневої провідності і струму витoku вздовж поверхні ізолятора.

3). Під час гідролізу у склі може відбуватися процес іонного витoku лугів з матеріалу, що негативно відображається на механічній міцності скла і може призвести до його руйнування.

## 1.2 Причини виникнення змін технічного стану ізоляції елементів розподільних мереж

При дослідженні причин зміни технічного стану ізоляції її слід розглядати як частину обладнання, в якому вона знаходиться. Лише таким чином можна визначити, як умови роботи обладнання РМ будуть впливати на технічний стан ізоляції. Тому при дослідженні причин зміни ТС ізоляції будуть розглядатись окремі елементи обладнання РМ, в складі якого є ізоляція.

Серед обладнання РМ можна виділити окремі елементи, режим функціонування і зміни технічного стану ізоляції яких має свої особливості. До таких елементів відносять повітряні мережі (ізолятори, провідники, опори і фундаменти, заземлюючі пристрої), кабельні мережі, комутаційна апаратура, трансформатори.

Самим ненадійним елементом РМ (з точки зору виникнення пошкоджень ізоляції) в більшості випадків є повітряна мережа, оскільки її ізоляція перебуває під безпосереднім агресивним впливом зовнішнього середовища. Встановлено [1-13], що основними причинами пошкоджень повітряних мереж (ПМ) є зовнішні чинники: грозові перебиття ізоляції, перебиття ізоляції вітками дерев, ожеледь, навантаження від вітру, вібрація мереж, загоряння дерев'яних опор, послаблення механічної міцності, пошкодження опор та мереж автотранспортом та різними механізмами. Зовнішні збурюючі дії призводять до перебиття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавлення механічних елементів, обриву провідників, послаблення їх механічної міцності під час вібрації та коливання в результаті розлому окремих провідників, пошкодження елементів, падіння опор разом з провідниками. Найбільш важкі наслідки викликає ожеледь. Порушення нормальної роботи ПМ пов'язане з такими факторами: неправильне використання електрообладнання, дефекти, які були допущені при виготовленні опор, ізоляторів, перевищення фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень, порушення правил монтажу та

спорудження ПМ, недоліки існуючої системи обслуговування та інші. Для отримання кількісної характеристики пошкоджень елементів ПМ приведено статистичні дані причин пошкоджень повітряних РМ напругою 10 кВ, зібрані у ПАТ “АК Вінницяобленерго” за 2018. Кількість пошкоджень за рік становила 1492.

Як бачимо з (додатку Б) таблиця Б.1 основна доля пошкоджень припадає саме на пошкодження ізоляції.

Досить часто пошкодження виникають при допущенні обслуговуючим персоналом технологічних порушень. Статистика по видам порушень приводиться в (додаток Б) таблиця Б.2

Що ж до наслідків виникнення пошкоджень, то кількість пошкоджень, які супроводжувались стійкими ОЗЗ, склала 63,2%, міжфазних коротких замикань - 9,7%, подвійних замикань на землю - 5,2%, інші - 21,9%.

Також характерними пошкодженнями повітряної мережі є накиди, розрив або перегорання окремих провідників, сліди перекриття, зміна стріли провисання, корозія провідників, пошкодження провідників біля затискувачів та з'єднань. Основними видами пошкоджень в підвісках та арматурі є: механічні пошкодження фарфору або скла ізоляторів, сліди перекриття в ізоляторах, дефектні ізолятори, забруднення поверхні ізолятора, неправильна насадка ізоляторів, перетирання або деформація окремих елементів арматури.

Основними видами пошкоджень опор та фундаментів є нахил опори вздовж або поперек мережі понад допустиму норму, деформація окремих частин опори, заглиблення фундаменту опори або його підйом, тріщини та пошкодження приставок опор, ослаблення з'єднань, загнивання елементів опори, присутність на опорах пташиних гнізд та інших сторонніх предметів, які створюють можливість перекриття між фазами.

Для заземлюючих пристроїв характерними є пошкодження або обрив заземлюючого спуску на опорі та біля землі, незадовільний контакт з'єднання

заземлювача з тілом опори, понад допустиму величину опору заземлювача опори, руйнування корозією контуру заземлюючого пристрою та інші.

Кабельні мережі в більшості випадків пошкоджуються із-за порушення їх механічної стійкості будівельними механізмами та машинами при земляних роботах. По цим причинам в міських мережах виникає біля 60-70% всіх пошкоджень кабельних мереж. Другою причиною є старіння міжфазної та поясної ізоляції, інтенсивна корозія оболонки кабелю, попадання вологи в кабель, порушення ізоляції гризунами. Аналіз пошкоджень в кабельних мережах [12] показав, що 18,5% пошкоджень приходить на з'єднувальні муфти, 16,5% на кінцеві муфти та під'єднання, інші 65% - це "цілі місця кабелю". При цьому на електричні пробої приходить в цілому місці 40% випадків, а на механічні - 60%.

Силові трансформатори пошкоджуються значно рідше ніж електричні мережі. Основними причинами пошкоджень силових трансформаторів є: пошкодження ізоляції обмоток трансформатора через дефекти конструкції та виготовлення під час дії зовнішніх перенапруг в мережі та струмів коротких замикань, пошкодження перемикаючих пристроїв, пошкодження вводу трансформатора через перекриття зовнішньої та внутрішньої ізоляції, механічні пошкодження неякісних з'єднань.

Пошкодження комутаційних апаратів виникає в більшості випадків при вимиканні коротких замикань та при виконанні ними різних операцій, а також в стаціонарному режимі. Частіше всього пошкоджується роз'єднувач в РМ 6 – 10 кВ [14] (60-70% від загальної кількості пошкоджень комутаційних апаратів). Основні причини пошкоджень комутаційних апаратів – механічні пошкодження, які зумовлені недосконалістю конструкції, порушенням технології виготовлення та правил експлуатації. Електричні пошкодження комутаційних апаратів пов'язані із перекриттям ізоляції зовнішніми та внутрішніми перенапругами.

В якості узагальнення слід зазначити, що найпоширенішим видом відмов в РМ є зміна стану ізоляції між струмопровідною частиною і землею [11]. Ці зміни приводять до виникнення міжфазних та однофазних замикань на землю і вимикання електричних мереж релейним захистом або оперативним персоналом. Найбільша кількість відмов (60-80%) носить характер однофазного замикання на землю. Питома частота однофазних замикань на землю в повітряних мережах сільськогосподарського призначення  $w_{\text{ОЗЗ}} = 0,85$  (рік·км)<sup>-1</sup> [1]. Для цих мереж імовірність переходу ОЗЗ в стійку відмову залежить від часу його існування.

Отже, виходячи з вище наведеного, для підтримання ТС РМ на заданому умовами експлуатації рівні необхідно перш за все контролювати технічний стан ізоляції РМ (особливо мережі повітряних ЛЕП) відносно землі. Це в свою чергу передбачає застосування методів контролю ізоляції, найпоширеніші з яких розглянемо нижче.

### 1.3 Аналіз впливу режиму роботи нейтралі на технічний стан ізоляції розподільних мереж

Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ (або поіншому способу заземлення нейтралі) є виключно важливим питанням при проектуванні експлуатації (реконструкції). Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ визначає: струм в місці пошкодження і перенапруги на непошкоджених фазах при однофазному замиканні; схему побудови релейного захисту від замикань на землю; рівень ізоляції електрообладнання; вибір ОПН для захисту від перенапруг; безперебійність електропостачання; допустимий опір контуру заземлення підстанції; безпеку персоналу і електроустаткування при однофазних замиканнях

Таким чином, очевидно, що режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ впливає на значне число технічних рішень, які реалізуються в конкретній мережі.

У мережах середньої напруги (з номінальним напругу до 69 кВ по зарубіжній класифікації) застосовуються чотири режими заземлення нейтралі (рис. 1.1.): ізольована (незаземлена); заземлена через дугогасильний реактор; заземлена через резистор (низькоомний або високоомний); глухозаземленою (в Росії не застосовується)

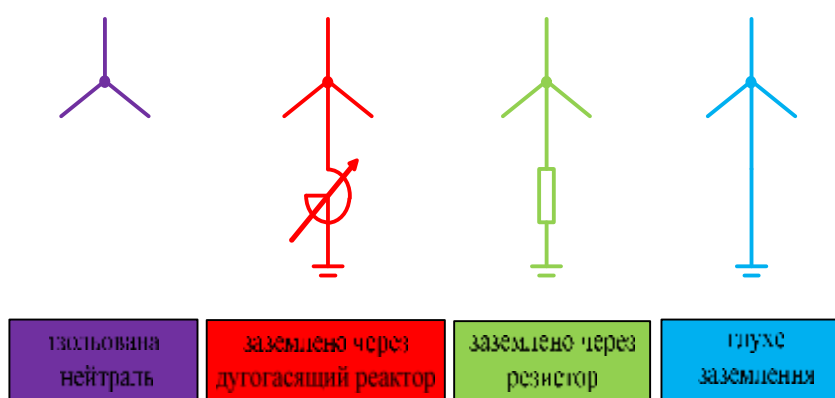


Рисунок 1.1 – Режимы заземления нейтралі мереж середньої напруги

Крім зазначених чотирьох режимів заземлення нейтралі в світі застосовується також комбінація (паралельне включення) дугогасильного реактора і резистора. Наприклад, така комбінація зустрічається в повітряних мережах 20 кВ Німеччині, де дугогасильний реактор забезпечує гасіння короточасних однофазних перекриттів ізоляції на землю, а низькоомний резистор підключається до нейтралі мережі паралельно реактору тільки короточасно спеціальним однофазним силовим вимикачем. Резистор в такій схемі служить для селективного визначення фідера з стійким однофазним замиканням на землю.

Якщо подивитися на світову практику експлуатації мереж середньої напруги в додатку Б табл. Б. 3 то добре видно, що на відміну від Росії, де

використовується режим з ізольованою нейтраллю (приблизно 80% мереж 6-35 кВ) і режим заземлення через дугогасильний реактор (приблизно 20% мереж 6-35 кВ), в інших країнах найчастіше застосовується заземлення нейтралі через резистор або дугогасильний реактор. Режим заземлення нейтралі через резистор порівняно новий і використовується в Росії в обмеженому числі мереж 6-35 кВ.

Режим заземлення нейтралі в мережах середньої напруги 3-6-9 кВ в різних країнах світу показано в додатку (додаток Б) таблиця Б.3

Розглянемо заземлення нейтралі через дугогасильний реактор. По-перше, розглянемо питання пошкоджуваності трансформаторів напруги типу НТМИ-6 (10), ЗНОЛ-6 (10), ЗНОМ-35. В першу чергу треба відзначити, що пошкоджуваність даних ТН пов'язана з їх термічної нестійкістю при надструмах в первинних обмотках, які виникають при ферорезонансних процесах у мережах 6-35 кВ з малими ємнісними струмами. Впровадження компенсації ємнісного струму в даних мережах різко зменшує ймовірність виникнення ферорезонансних процесів в ТН [15-18]. Це пояснюється тим, що дугогасильні реактори мають більш низькі опори нульової послідовності, ніж трансформатори напруги з підключеною до землі нейтральною точкою, що призводить до більш швидкого стіканню заряду в землю при дугових замиканнях на землю. Резистори для захисту ТН старих типів від ферорезонансних процесів [17] застосовуються приблизно протягом останніх 30 років. Сьогодні вітчизняною промисловістю налагоджений випуск антирезонансних трансформаторів напруги відповідно до ГОСТ 1983-2001. Причиною виникнення ферорезонанс є співвідношення ємності мережі та індуктивності ТН і що ферорезонанс виникає після відключення замикання на землю (металевого або дугового) при включеній і відключеній батареї конденсаторів. Низька міцність ізоляції заземлюючих виводів трансформаторів ЗНОЛ-10 не дозволила встановити в їх ланцюг захисні резистори 3-5 кОм. Тому в мережі 10 кВ були встановлені дугогасильні пристрої типу ТАДТМ-30/10.



Проведені дослідження показали відсутність будь-яких ферорезонансних процесів при самих різних режимах роботи мережі.

Що стосується перенапруг при комутаціях вакуумними вимикачами, згаданих в [19-23], то даний вид перенапруг взагалі не має ніякого відношення до режиму заземлення нейтралі.

Заземлювальні дуги в мережах 6-35 кВ можна розділити на дві категорії:

- відкрито палаючі (розтягуються) дуги, до яких можна віднести дуги, що виникають в результаті перекриття лінійної ізоляції по поверхні;
- закриті (не розтягується) дуги, які виникають в кінцевих і з'єднувальних муфтах, всередині кабелів, а також при щілинних дефектах введів та ізоляторів.

В [ 24-25 ] досить докладно пояснений механізм горіння як відкритих, так і закритих дуг і процес самовідновлення ізоляції в кабелях і кабельних муфтах, а також пояснюється впровадження дугогасильних реакторів в кабельних мережах як основного засобу захисту від заземлюючих дуг. Режим роботи з заземленням нейтралі мережі через резистор знайшов застосування в мережах власних потреб (ВП) електростанцій і розподільних мереж. Характерною особливістю цих мереж є невеликий рівень ємнісних струмів замикання на землю (3-5 А).

У мережах власних потреб (ВП) електростанцій тривале існування переміжних однофазних замикань на землю являє собою значну небезпеку для основної ізоляції статорних обмоток електродвигунів. При цьому можливі переходи в виткові, міжфазні із землею і подвійні замикання на землю, результатом яких складають значні об'єми пошкоджень. Тому автоматичне відключення однофазних замикань збільшує тривалість експлуатації електродвигунів.

При заземленні нейтралі через резистор [26] в мережі ВП застосовується, як правило, низькоомний резистор, що створює активний струм однофазного замикання на землю близько 35-45 А, достатній для роботи захисту.

У розподільних мережах резистор для заземлення нейтралі вибирається виходячи з умови, що при дугових замиканнях на землю в перехідному процесі буде відсутня високочастотна складова, тобто буде тільки одна аперіодична складова. У свій час для мереж з малим ємнісним струмом були розроблені пристрої компенсації ємнісного струму типу ТАДТМ, що являють собою трансформатор і дугогасильний реактор в одному баку. Для розподільних мереж був розроблений ТАДТМ-30/10, а для власних потреб електростанцій - ТАДТМ-25/6.

У Республіці Білорусь в даний час в мережах з малим ємнісним струмом впроваджено близько 30 штук ТАДТМ-30/10, тоді як резистивне заземлення нейтралі впроваджено тільки в одній мережі 10 кВ м. Гродно. А, наприклад, в мережі 10 кВ Старооскольського електрометалургійного комбінату застосовано низькоомне заземлення нейтралі через резистор  $R=285$  Ом. Однак, незважаючи на те, що релейний захист на найбільш відповідальних електродвигунах виконано на відключення, в даній мережі за останні 5 років сталося кілька аварій, в результаті яких пошкодилося чотири електродвигуни.

У мережах 6-35 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах при струмах замикання на землю більше 10 А можуть відбуватися висихання ґрунту і збільшення опору заземлення опор з пошкодженою ізоляцією і, як наслідок, різке збільшення напруги кроку та дотику поблизу місця замикання на землю. Тому впровадження компенсації ємнісного струму в таких мережах необхідно. А уникнути значного зсуву нейтралі можна, зменшивши несиметрію ємностей фаз відносно землі. Це робиться простий транспозицією (зміною чергування) фаз по всій довжині лінії відповідно.

Звідси випливає висновок, що для мереж з малим ємнісним струмом є різний досвід роботи з різним заземленням нейтралі, який треба враховувати проектним організаціям при розробці нових проектів. Виникнення значних перенапруг при дугових замиканнях на землю може і повинно бути виключено шляхом автоматичного підстроювання дугогасильних реакторів в резонанс з

ємністю мережі. Впровадження резонансної настройки [27] знижує перенапругу непошкоджених фазах при дугових замиканнях на землю до безпечних для ізоляції значень 2,2-2,4 Уф, що як раз знижує вірогідність появи багатомісних пошкоджень і, як наслідок, переходи однофазних замикань в двофазні. Резонансна настройка також зменшує струм в місці замикання і знижує небезпеку ураження струмом. Зараз існує безліч захистів для мереж з компенсацією ємнісного струму, заснованих не на визначенні абсолютного значення струму замикання, а на використанні інших його характеристик (гармонійних складових, фазового кута між струмом і напругою нульової послідовності), типу УС32 / 2, ЗЗН, ЗЗП, УЗС-01, ІМФ-10Т, УЦЗ-05. Ряд сучасних мікропроцесорних комплектів протиаварійної автоматики (УЗА-10А (В) .2, ТЕМП2501-1 (3) Х, «Сіріус», МТЗ-610) як одну з функцій мають функцію захисту від замикань на землю.

Складність виявлення місця пошкодження (особливо так званих «запливаючих пробоїв» у кабельних мережах) взагалі не можна віднести до проблеми режиму нейтралі. Це скоріше проблема методів і пристроїв для пошуку місць пошкодження.

Експериментальні дослідження роботи обмежувачів перенапруг при дугових замиканнях на землю показують, що в мережах з компенсацією ємнісного струму при резонансному налагоджуванні дугогасильних реакторів створюються як раз більш комфортні умови роботи.

Якщо в мережі з ізольованою нейтраллю (що рівноцінно розузгодження компенсації більше 5%) дугові пробої можуть відбуватися кожен напівперіод (на позитивній і негативній напівхвилі 50 Гц), а рівень перенапруг може досягати 3,2 Уф, то в мережі з резонансним налагодженням повторні пробої виникають приблизно один раз на 10 періодів, а рівень перенапруг знижується до 2,2 - 2,4 Уф. Це означає, що сумарна енергія, що поглинається при дугових замиканнях і резонансному налагоджуванні буде на два порядки менше, ніж у мережі з ізольованою нейтраллю (ступенем розладу компенсації більше 5%).

Тобто в мережі з компенсацією ємнісного струму й резонансному налаштуванні ДГР можна застосовувати більш глибоким рівень обмеження перенапруг.

Таким чином налаштована в резонанс компенсація ємнісного струму володіє наступними перевагами: знижує перенапругу при дугових замиканнях на землю до безпечних для ізоляції значень 2,2-2,4 Uф; зменшує струм в місці замикання до мінімального значення; забезпечує надійне гасіння заземлюючих дуг; знижує швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі; запобігає розвитку ферорезонансних процесів; знижує небезпеку від розтікання струму в землі; полегшує вимоги до заземлювальних пристроїв.

Потужність дугогасильних реакторів в мережах 6-35 кВ залишається незмінною і «мережі працюють з істотною недокомпенсацією». Згідно правил технічної експлуатації, [28-29] дугогасильні реактори завжди вибиралися з урахуванням перспективного розвитку на найближчі 10 років, а за відсутності таких даних потужність дугогасного реактора вибиралася з запасом 25%. Вимірювання же ємнісного струму, повинні проводитися не рідше 1 разу на 6 років. В експлуатації у разі недостатньої потужності встановлених дугогасильних реакторів завжди приймається рішення про установку додаткових ДГР. Найчастіше таку заміну планують при реконструкціях підстанцій, під час яких проводиться заміна силових трансформаторів на більш потужні, адже збільшення числа підключених до ПС ліній незмінно веде до збільшення потужності, що споживається.

У попередньому виданні правил технічної експлуатації допускалось налагодження з перекомпенсацією, при якій реактивна складова струму замикання повинна бути не більше 5 А, а в разі великої різниці струмів суміжних відгалужень реактивна складова струму замикання на землю допускалася не більше 10 А. У новому виданні правил вимоги до налаштування дугогасильних реакторів більш посилені, і сьогодні дозволяється робота з перекомпенсацією не більше 5%. В даний час декількома російськими електротехнічними заводами освоєно випуск (плунжерних і з

підмагнічуванням) дугогасильних реакторів плавним регулюванням і проблема точного налагоджування компенсації в резонанс повністю зникла.

Перед експлуатуючими організаціями зараз постало питання: як бути зі старими ступінчастими реакторами. Враховуючи їх малий знос в порівнянні з силовими трансформаторами, вони можуть працювати і далі. Тому було розроблено технічне рішення, яке полягає в підключенні паралельно ступінчастому дугогасильному реакторі малої потужності з плавним регулюванням (рис 1.2).

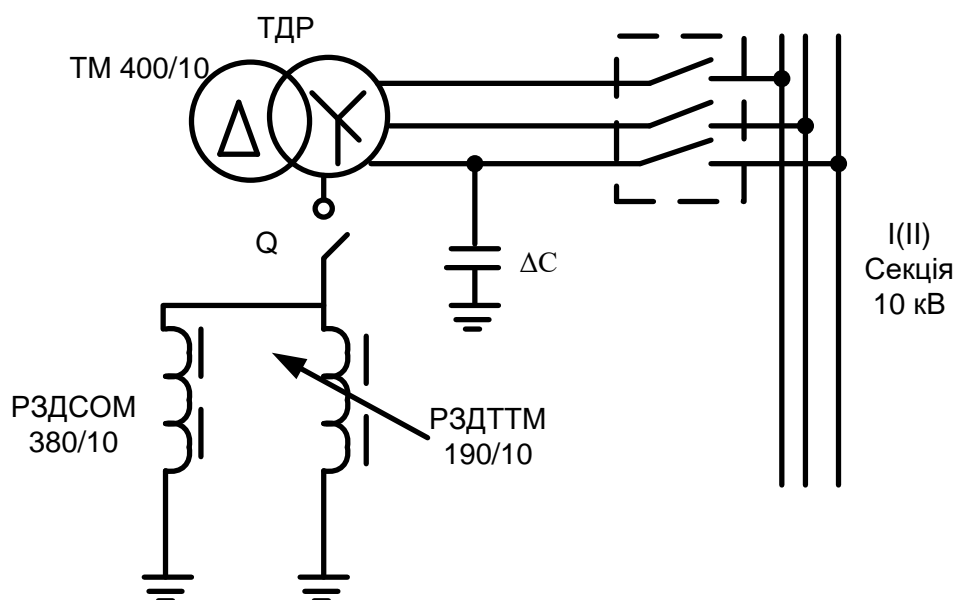


Рисунок 1.2 – Схема паралельного підключення ступеневого і плунжерного дугогасильних реакторів мережі 10 кВ

Наприклад, для мережі 10 кВ з межами зміни ємнісного струму від 30 до 70 А підійшла б наступна комбінація дугогасильних реакторів: РЗДСОМ-380/10 РЗДПОМ-190/10. Ступінчастий реактор працює при цьому на якійсь конкретній відпайці, а плавнорегульований реактор відстежує всі поточні зміни ємнісного струму. Межі регулювання дугогасникового реактора РЗДСОМ-380/10 - 25-50 А, а РЗДПОМ-190/10 - 5-25 А, що дозволяє точне налаштування в резонанс при будь-яких режимах роботи мережі. При цьому вартість

«додаткового» дугогасильного реактора малої потужності складає приблизно у 2-3 рази меншу вартість нового плавнорегульованого реактора.

Враховуючи, що трансформатори для підключення дугогасних реакторів, як правило, не використовуються для власних потреб, а потужність їх вибирається з деяким запасом, у багатьох випадках вони проходять по потужності для підключення двох дугогасникових реакторів. Необхідно тільки підтвердити це відповідними розрахунками.

Як зазначалося вище, в попередньому виданні Правил технічної експлуатації дозволялось налагодження з перекомпенсацією, при якій реактивна складова струму замикання на землю допускалася до 5 А. Враховуючи, що 5 А реактивної складової струму замикання відповідає 5% розкомпенсації для 100 А ємнісного струму мережі, а також той факт, що майже половина мереж 6-35 кВ - це мережі з ємнісним струмом 50-100 А, то дозвіл працювати з розкомпенсацією в 5 А для цих мереж призводило до того, що губилися всі позитивні сторони резонансного налагодження компенсації.

Застосування реакторів з автоматичними регуляторами дозволяє вирішити цю проблему повністю. Правда, слід зазначити, що багато автоматичних регуляторів, що експлуатуються в енергосистемах, на сьогоднішній день фізично і морально застаріли. У відповідності з вимогами часу необхідно впроваджувати автоматичні регулятори на основі мікропроцесорної техніки (типу Мірко) з функцією збору, зберігання та передачі інформації про замикання на землю, налаштуваннях дугогасильних реакторів і т.п.

Вимоги до заземлювальних пристроїв електроустановок напругою вище 1 кВ для мереж з заземленням нейтралі через резистор взагалі відсутні. Необхідно або трактувати термін «мережі без компенсації ємнісних струмів» як мережі з ізолюваною нейтраллю і з резистивним заземленням нейтралі.

І на закінчення хотілося б розглянути ще один вид заземлення нейтралі активно-індуктивний. Сенс його полягає в тому, що мережа працює з

нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор, і при дугових замиканнях на землю виявляються всі позитивні сторони компенсації ємнісних струмів. При металевому замиканні на землю паралельно дугогасильних реакторів підключається резистор на час, достатній для спрацьовування захисту від замикання на землю. Даний тип заземлення нейтралі найбільш легко впровадити в діючих мережах, так як він не потребує значних витрат по реконструкції підстанцій.

#### 1.4 Існуючі методи контролю стану ізоляції розподільних мереж

В залежності від способу дії на мережу системи перевірки технічного стану ізоляції поділяють на функціональні, тестові та комбіновані [30-34]. В функціональних системах вимірюються робочі сигнали, а параметри ізоляції визначають за результатами вимірювання або застосовують спеціальні перетворювачі робочих сигналів і порівнюють їх величини з допустимими. Тестові системи передбачають накладання сигналів на РМ за спеціальною програмою. В комбінованих системах використовуються як робочі, так і тестові сигнали. За періодичністю контролю їх можна розділити на постійно діючі, періодично діючі разові. Переваги неперервної системи контролю незаперечні, але існують технічні обмеження області її застосування: перше – це неможливо контролювати взагалі або з потрібною точністю та прийнятною вартістю неруйнуючими методами діагностики; друге – стрибкоподібна зміна параметрів технічного стану окремих елементів [13].

За періодичністю контролю усі методи контролю ізоляції умовно поділимо на наступні групи методів: методи неперервного контролю ізоляції; методи періодичного контролю ізоляції.

В РМ напругою 6–35 кВ найбільш поширеними є функціональні методи, які передбачають вимірювання напруги фаз мережі відносно землі або напруги нульової послідовності  $U_0$  за допомогою вольтметрів контролю ізоляції,

ввімкнених у вторинні обмотки трансформаторів напруги типу НОМ або НТМИ [35-37].

Розглянемо ефективність цих методів з точки зору визначення технічного стану ізоляції РМ.

В метод контролю ізоляції на основі вимірювання фазних напруг, напруги на вольтметрах  $U_{vA}$ ,  $U_{vB}$ ,  $U_{vC}$  можуть бути представлені у вигляді:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{vA} &= U_{\phi} \cdot \frac{\underline{Y}_B \cdot (1 - a^2) + \underline{Y}_C \cdot (1 - a) + 3 \cdot g_v}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C + 3 \cdot g_v}; \\ \underline{U}_{vB} &= \frac{\underline{Y}_A \cdot (a^2 - 1) + \underline{Y}_C \cdot (a^2 - a) + 3 \cdot g_v}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C + 3 \cdot g_v}; \\ \underline{U}_{vC} &= U_{\phi} \times \frac{\underline{Y}_A \cdot (a - 1) + \underline{Y}_B \cdot (a - a^2) + 3 \cdot g_v}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C + 3 \cdot g_v}, \end{aligned} \quad (1.2)$$

де  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  – комплекси повних провідностей фаз мережі відносно землі;

$U_{\phi}$  – фазна напруга мережі зі сторони силового трансформатора енергосистеми;

$a = e^{j \cdot 120^\circ}$  – оператор фазового кута;

$g_v$  – активна провідність вольтметра контролю ізоляції.

З цих рівнянь випливає, що при рівних провідностях ізоляції фаз мережі відносно землі  $\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_C$  напруги, які вимірюються вольтметрами, будуть рівні фазній, тому  $U_{vA} = U_{vB} = U_{vC} = U_{\phi}$  незалежно від значень цих провідностей. А отже, симетричне зниження опору ізоляції не можливо зареєструвати використовуючи даний метод. В більш загальному випадку, коли  $\underline{Y}_A \neq \underline{Y}_B \neq \underline{Y}_C$ , покази вольтметрів будуть різнитись, і судити однозначно про значення опору ізоляції неможливо. Таким чином, контроль вольтметрами слід



використовувати лише для виявлення стійких однофазних замикань на землю. При замиканні на землю одної фази, наприклад А ( $\underline{Y}_A \rightarrow \infty$ ), будемо мати  $U_{vA} = 0$ ,  $U_{vB} = U_{vC} = \sqrt{3} \cdot U_\phi$ . Існують більш досконалі методи контролю ізоляції на основі вимірювання напруги вольтметрами, наприклад, запропонований Є.Ф.Цапенком [36, 37]. Суть методу полягає в наступному. Для схеми (додаток В) рис.В.1. при замкненому роз'єднувачі QS1 і розімкненому QS2 повна провідність мережі відносно землі дорівнює  $\underline{Y}_\Sigma = g_\Sigma + j\omega \cdot C_\Sigma$ . В (додатку В) на рис. В.1.1  $C_d$  – додаткова ємність, що вмикається в мережу для створення другого незалежного режиму (також можна вмикати додатковий опір  $r_d$ ).

Струм замикання на землю фази А може бути визначений як

$$\underline{I}_{3A} = \underline{U}_A \cdot \underline{Y}_\Sigma \quad (1.3)$$

З іншої сторони, при наявності додаткової провідності в фазі А

$$\underline{I}_{3A} = \underline{U}'_A \cdot (\underline{Y}_\Sigma + \underline{Y}_d) \quad (1.4)$$

Із (1.3) і (1.4) отримаємо

$$\underline{Y}_\Sigma = \frac{\underline{U}'_A \cdot \underline{Y}_d}{\underline{U}_A - \underline{U}'_A} \quad (1.5)$$

Активна складова повної провідності мережі визначається як дійсна частина, а реактивна складова – як уявна частина комплексу

$$g_{\Sigma} = \operatorname{Re} \left[ \frac{\underline{U}'_A \cdot \underline{Y}_{\partial}}{\underline{U}_A - \underline{U}'_A} \right]; \quad \omega C_{\Sigma} = \operatorname{Im} \left[ \frac{\underline{U}'_A \cdot \underline{Y}_{\partial}}{\underline{U}_A - \underline{U}'_A} \right]. \quad (1.6)$$

Напруга фази А відносно землі визначається через модулі відповідних напруг інших фаз

$$\underline{U}_A = \frac{2U^2 - (U_B^2 + U_C^2)}{6U_{\phi}} + U_{\phi} + j \cdot \frac{U_C^2 - U_B^2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\phi}}. \quad (1.7)$$

Будемовважати, що  $\underline{U}_A = a + j \cdot d$ ;  $\underline{U}'_A = a' + j \cdot d'$ ;

$$a = \frac{2U_A^2 - (U_B^2 + U_C^2)}{6U_{\phi}} + U_{\phi}; \quad a' = \frac{2U_A'^2 - (U_B'^2 + U_C'^2)}{6U_{\phi}} + U_{\phi}$$

$$d = \frac{U_C^2 - U_B^2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\phi}}; \quad d' = \frac{U_C'^2 - U_B'^2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\phi}}; \quad (1.8)$$

Тоді, вважаючи  $\underline{Y} = j\omega \cdot C_D$  ( $C_D$  – додаткова ємність, що вмикається в мережу відносно землі для створення незалежного режиму), з (1.6), (1.7) отримаємо

$$g_{\Sigma} = \frac{1}{r_{\Sigma}} = \frac{\omega \cdot C_D \cdot (d \cdot a' - d' \cdot a)}{(a - a')^2 + (d - d')^2}; \quad C_{\Sigma} = \frac{C_D \cdot [a' - (a \cdot a') + d' \cdot (d - d')]}{(a - a')^2 + (d - d')^2}, \quad (1.9)$$

і при активному додатковому опорі  $r_D$

$$g_{\Sigma} = \frac{a' \cdot (a \cdot a') + d' \cdot (d - d')}{r_D [(a - a')^2 + (d - d')^2]}; \quad C_{\Sigma} = \frac{1}{\omega \cdot r_D} = \frac{a' \cdot (a \cdot a') + d' \cdot (d - d')}{r_D [(a - a')^2 + (d - d')^2]}. \quad (1.10)$$

Таким чином, запропонований метод передбачає визначення параметрів ізоляції мережі відносно землі з допомогою показів вольтметрів контролю ізоляції згідно залежностей (1.9) – (1.10).

Даний метод також був вдосконалений для визначення параметрів ізоляції окремих фаз мережі [37].

Метод заснований на використанні системи рівнянь, одне з яких отримане для мережі із зміненим чергуванням фаз (третій незалежний режим). Для розгляду методу використовується схема в (додатку В) рис.В.1.1. У вихідному стані система описується одним рівнянням відносно невідомих провідностей  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  згідно з першим законом Кірхгофа

$$\underline{U}_A \cdot \underline{Y}_A + \underline{U}_B \cdot \underline{Y}_B + \underline{U}_C \cdot \underline{Y}_C = 0. \quad (1.11)$$

де  $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$  – комплекси напруг окремих фаз відносно землі у вихідному стані;

$$\underline{Y}_A = \frac{1}{r_A} + j\omega \cdot C_A; \quad \underline{Y}_B = \frac{1}{r_B} + j\omega \cdot C_B; \quad \underline{Y}_C = \frac{1}{r_C} + j\omega \cdot C_C \quad - \text{ комплекси}$$

повних провідностей кожної фази відносно землі.

Роз'єднувачем QS3 введемо в будь-яку фазу, наприклад А, додаткову провідність  $\underline{Y}_d$ . Новий стан системи описується рівнянням, подібним до (1.11), з правою частиною, відмінною від нуля:

$$\underline{U}_A \cdot \underline{Y}_A + \underline{U}_B \cdot \underline{Y}_B + \underline{U}_C \cdot \underline{Y}_C = -\underline{U}_A \cdot \underline{Y}_d. \quad (1.12)$$

Змінимо чергування фаз в мережі. Для цього розімкнемо роз'єднувач QS1 і замкнемо роз'єднувач QS2 при розімкненому роз'єднувачі QS3. В цьому випадку напруга фази А відносно землі буде прикладена до провідності  $\underline{Y}_B$ , а напруга фази В – до провідності  $\underline{Y}_A$ . Тому третє рівняння буде мати вигляд

$$\underline{U}''_A \cdot \underline{Y}_A + \underline{U}''_B \cdot \underline{Y}_B + \underline{U}''_C \cdot \underline{Y}_C = 0. \quad (1.13)$$

В результаті отримуємо систему незалежних рівнянь, з якої можуть бути визначені провідності  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$ , а також відповідні параметри ізоляції окремих фаз  $r_A, r_B, r_C, C_A, C_B, C_C$ :

$$\Delta = \begin{vmatrix} \underline{U}_A & \underline{U}_B & \underline{U}_C \\ \underline{U}'_A & \underline{U}'_B & \underline{U}'_C \\ \underline{U}''_A & \underline{U}''_B & \underline{U}''_C \end{vmatrix} \neq 0.$$

Враховуючи зв'язок комплексів  $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$  з їх модулями, що представлені формулою (1.7), можна визначати параметри ізоляції мережі відносно землі використовуючи лише покази вольтметрів контролю ізоляції, які присутні майже влюбій мережі 6-35 кВ.

Розглянутий метод доцільно використовувати в мережах з малими струмами замикання на землю. В таких мережах легко передбачити міри безпеки при зміні порядку чергування фаз.

В окремому випадку, коли параметри ізоляції фаз мережі однакові і має місце рівність  $U_A = U_B = U_C$ , достатньо розв'язати систему рівнянь при активному додатковому опорі  $r_d$

$$\left. \begin{aligned} (a_A' + a_B' + a_C') \cdot \frac{1}{r} + (d_A' + d_B' + d_C') \cdot \omega \cdot C &= -\frac{1}{r_d} \cdot a_A' \\ (d_A' + d_B' + d_C') \cdot \frac{1}{r} + (a_A' + a_B' + a_C') \cdot \omega \cdot C &= -\frac{1}{r_d} \cdot d_A' \end{aligned} \right\}. \quad (1.15)$$

Основним недоліком даного методу слід вважати проблему збіжності результатів рішення системи рівнянь (1.14). Маючи справу з комплексними змінними у системі рівнянь, майже завжди виникає неоднозначність результату

(може бути багато варіантів співвідношення між дійсною і уявною частиною розв'язку системи). Тому для забезпечення збіжності розв'язку необхідно вводити додаткові обмеження. Ці обмеження можуть бути представлені у вигляді границь зміни параметрів ізоляції окремих фаз відносно землі.

Розглянемо визначення параметрів ізоляції за допомогою асиметра.

Асимметр складається із трьох однакових по значенню опорів (активних або реактивних), з'єднаних в зірку [38]. Нульова точка зірки через трансформатор струму приєднується до заземлюючого пристрою. Другі кінці променів зірки приєднуються до фаз мережі А, В, С (додаток В) рис. В.1.2.

Первинний струм в колі трансформатора струму можна визначити як

$$\underline{I} = 3U_{\phi} \frac{\underline{Y}_A + a^2 \cdot \underline{Y}_B + a \cdot \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C + 3\underline{Y}_0} \cdot \underline{Y}_0, \quad (1.16)$$

де  $\underline{Y}_0 = \frac{\underline{Y}_H \cdot \underline{Y}}{3\underline{Y} + \underline{Y}_H}$  - еквівалентна провідність нульової послідовності одної фази,

що вноситься в мережу асимметром.

З (1.16) випливає, що при рівних опорах мережі відносно землі, коли  $\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_C$ , струм в колі навантаження асиметра дорівнює нулю.

Таким чином, як і в схемі з вольтметрами в(додатку В) рис. В.1.1, симетричне зниження опору ізоляції в даному випадку не можна виявити. Недоліком схеми є також залежність струму I від ємностей фаз мережі відносно землі, тому зміна струму однозначно не відображає зміни активного опору ізоляції мережі відносно землі. Виходячи саме з цих причин, асимметри слід використовувати лише в якості пристроїв контролю однофазних замикань на землю. В таких режимах завжди присутня несиметрія опорів фаз відносно землі. На рис.1.5 а показано схему пристрою контролю який ґрунтується на вимірюванні напруги нульової послідовності.

Розрахункова схема для контролю напруги нульової послідовності зображена в (додатку В) рис. В.1.3 б), де  $r_A, r_B, r_C$  – активний опір ізоляції відповідної фази мережі відносно землі;  $C_A, C_B, C_C$  – ємність фаз мережі відносно землі;  $r_1, L_1$  – внесений активний опір і індуктивність трансформатора напруги контролю ізоляції.

Згідно [39, 40], для трансформатора типу НТМИ  $r_1$  можна визначити активний опір

$$r_1 = \frac{n_1^2 n_2^2 r_\Delta r_Y}{n_2^2 r_\Delta + 3n_1^2 r_Y}, \quad (1.17)$$

де  $n_1, n_2$  – відповідно коефіцієнти трансформації між первинною, вторинною основною і додатковою обмотками НТМИ;

$r_\Delta, r_Y$  – активний опір навантаження на вторинній обмотці.

Для спрощення аналізу будемо вважати, що  $C_A = C_B = C_C = C$ ,  $r_A = r_B = r_C = r$ , і виникло погіршення ізоляції фази А відносно землі, тобто з'явився шунтувальний зв'язок через опір  $r_n$ . Тоді, з урахуванням прийнятих обмежень, контрольовану напругу нульової послідовності в загальному випадку визначимо [41]

$$U_0 = \frac{U_\phi}{n_2} \frac{\frac{1}{r_n}}{\frac{1}{r_n} + 3 \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r} + \frac{1 - \omega^2 L_1 C}{j\omega L_1} \right) + Y_H} = \frac{U_\phi}{n_2} \cdot K. \quad (1.18)$$

Із виразу (1.18) зрозуміло, що за інших рівних умов, контрольована напруга буде залежати від коефіцієнту  $K$ , який є складною функцією параметрів мережі і пристрою контролю. Контроль ізоляції в мережах здійснюється за допомогою реле напруги, що має уставку спрацювання  $U_{C_p}^3 \geq 0,3 \frac{U_\phi}{n_2}$ , тобто

воно має спрацювати, коли величина  $K \geq 0,3$ . Аналіз рівняння (1.18) показав, що із заданими параметрами пристрою контролю необхідна чутливість спрацювання може бути забезпечена лише при малих значеннях опору шунтувального зв'язку  $r_{\Pi} \leq 1$  кОм.

Таким чином, метод є достатньо простим, але має ряд суттєвих недоліків:

- не дозволяє отримати кількісне уявлення про рівень активної провідності фаз мережі відносно землі;
- не реагує на симетричне зниження опору ізоляції відносно землі;
- не забезпечує необхідної чутливості під час виникнення шунтувального зв'язку через великий перехідний опір ( $r_{\Pi} \gg 1$  кОм), тобто на виникнення пошкодження ізоляції на ранній стадії його розвитку. Через ці і інші причини його використовують лише як засіб виявлення відмов (ОЗЗ через малий перехідний опір).

Розглянемо метод контролю ізоляції шляхом накладання на контрольовану мережу випрямленої напруги.

Серед комбінованих, найпоширенішим є метод контролю активного опору ізоляції шляхом накладання джерела випрямленої напруги на контрольовану мережу [41-42]. В(додатку В) рис. В.1.4. показана принципова схема вентильного пристрою контролю.

В схемі середня величина випрямленого струму не залежить від ємності мережі відносно землі згідно [41] може бути визначена як

$$I_C = \frac{1,5U_{\text{м.л}}}{\pi(R_{\text{л}} + r_0)}, \quad (1.19)$$

де  $U_{\text{м.л}}$  – амплітуда лінійної напруги контрольованої мережі;

$R_{\text{л}}$  – еквівалентний опір вимірювального кола, який можна визначити як

$$R_{\text{л}} = R_3 + R_{\text{PR}} + \frac{R_y R_{\text{KL}}}{(R_y + R_{\text{KL}})};$$

$r_0$  – загальний активний опір ізоляції мережі відносно землі;

$\pi$  – коефіцієнт, який враховує тип схеми випрямляча ( $\pi=1,2\dots$ ).

Чутливість вентильної схеми визначають як відношення зміни струму  $\Delta I_c$  до зміни загального активного опору ізоляції мережі  $\Delta r_0$ , тобто

$$S = \frac{\Delta I_c}{\Delta r_0}.$$

Найбільшу чутливість схема має коли  $r_0 \rightarrow 0$ . За умовами безпеки  $R_{\pi}$  повинно бути достатньо великим, ( $R_{\pi} > 10 \div 100 \text{кОм}$ ), тому навіть максимальна чутливість вентильних схем має відносно малу величину, наприклад  $R_{\pi} = 100 \text{кОм}$ ;  $U_{\pi} = 6 \text{кВ}$ ,  $S_{\max} = 0,4 \text{мА/кОм}$ . Іншими недоліками методу є обмеженість його застосування в мережах без НТМИ, що мають зв'язок з землею та залежність вимірювального струму від коливання напруги контрольованої мережі.

$$S_{\max} = \frac{-1,5U_{\text{м.л.}}}{\pi R_{\pi}}. \quad (1.21)$$

Широке застосування знайшов варіант накладання випрямленої напруги за допомогою джерела, що створюється трансформатором та випрямлячем [41]. В (додатку В) рис.В.1.5 показана така схема контролю в мережах 6 – 10 кВ, де вимірювальне коло відокремлене від високої напруги роздільним трансформатором Т2.

Струм у вимірювальному пристрої PR буде пропорційний загальному опору ізоляції  $r_0$ . Недолік цього методу, в порівнянні з попереднім, полягає в тому, що в ланцюзі вимірювального пристрою і сигнального реле KL на струм вимірювання впливає несиметрія напруг фаз мережі відносно землі, що створює додаткову похибку.



Загальним недоліком цих методів є те, що вони не розрізняють симетричного зниження опору ізоляції і виникнення локального шунтувального зв'язку.

Відомі також методи неперервного контролю ізоляції, що використовують накладання на контрольовану мережу змінного струму промислової та зниженої частоти [41] з вимірюванням активної складової струму. Особливістю застосування цих методів є можливість селективного визначення пошкодженого приєднання до шин підстанції. Основною проблемою використання цього методу є виділення активної складової із повного струму, що протікає через коло вимірювання, оскільки реактивна складова в десятки і сотні разів перевищує активну. Тому принципово ці методи не забезпечують достатньої чутливості. Крім цього, під час вимірювання струму витікання в приєднанні, давач струму вносить кутову похибку, яка в ряді випадків в декілька разів перевищує похибку вимірювання активної складової струму витікання в мережі.

З метою зменшення похибки визначення активної складової струму намагаються зменшити частоту сигналу накладання і компенсувати кутову похибку різними методами. Наприклад, в [41] вимірювання активної складової струму витікання здійснюють за допомогою спеціального диференційного трансформатора струму нульової послідовності (ДТНП).

На контрольовану мережу через дугогасильний реактор ДГР накладають напругу низької частоти 1,5–3 Гц, під дією якої через ізоляцію мережі протікають ємнісний  $I_C$  та активний струм  $I_a$ . Одночасно для роботи давача струму по його додатковій обмотці пропускають струм  $I_{a,d}$  від джерела пониженої частоти, який співпадає по фазі коливання із струмом, який протікає по активному опору ізоляції. Тоді по одній із додаткових обмоток протікає струм  $I_1 = I_a + I_{a,d} + I_C$ , а по другій  $I_2 = I_a - I_{a,d} + I_C$ .

Оскільки додаткові обмотки ввімкнені протилежно, то магнітопровід ДТНП буде додатково підмагнічуватись різницею цих струмів, модуль яких може бути визначений як

$$\Delta I = |I_1| - |I_2| = I_C \left[ \sqrt{1 + \left(p + \frac{I_a}{I_c}\right)^2} - \sqrt{1 + \left(p - \frac{I_a}{I_c}\right)^2} \right], \quad (1.22)$$

де  $p = \frac{I_{a,d}}{I_C}$ .

Із формули (1.22) видно, що величина  $\Delta I$  залежить від реактивного додаткового струму. Шляхом зміни  $I_{a,d}$  можна розширити межі вимірюваного струму  $I_a$ . Наприклад, чим більше значення  $I_a$  необхідно виміряти, тим більше значення  $I_{a,d}$  необхідно ввести, але при розширенні меж вимірювання  $I_a$  в області великих струмів, втрачається чутливість при вимірюванні малих за величиною струмів. Крім того повинна виконуватись і інша умова:  $\frac{I_{a,d}}{I_C} \leq 1$ .

Частково остання умова виконується завдяки зниженню частоти накладеного сигналу. Але зниження частоти погіршує трансформацію сигналу, виникають додаткові втрати, і струм накладеного сигналу наближається по величині до струму небалансу промислової частоти. Для виділення корисного сигналу потрібно застосовувати спеціальні фільтри. Суттєвим недоліком методу є складність реалізації і налаштування.

Метод накладання постійного струму і використання енергії попередньо зарядженого конденсатора.

В процесі експлуатації РМ розвивається квазімонотонне погіршення параметрів ізоляції РМ, яке проявляється по-різному. Під впливом підвищення вологості навколишнього середовища відбувається плавна зміна активного опору ізоляції, наявність шунтувальних зв'язків та перенапруги викликає стрибкоподібну зміну активного опору ізоляції [3, 13]. Очевидно, що для

досягнення цілей діагностики метод контролю повинен фіксувати як плавну зміну активного опору ізоляції, так і стрибкоподібну. За інших рівних умов, врахування динаміки зміни активного опору ізоляції повинно бути основоположним при виборі методу контролю.

Жоден з вище розглянутих методів не задовольняє цій вимозі.

Пропонується розглянути комбінований метод, запропонований в [3, 41, 42, 45-47], в якому плавна зміна активного опору ізоляції фаз мережі відносно землі фіксується шляхом накладання на контрольовану мережу тестового сигналу, наприклад, випрямленої напруги і контролю реакції мережі на його вплив, а стрибкоподібна зміна активного опору ізоляції фіксується шляхом використання перехідного процесу в колі попередньо зарядженого конденсатору до напруги, пропорційної активному опору ізоляції РМ відносно землі. Теоретичний аналіз даного методу докладно викладено в [41].

Функціональна схема, що реалізує запропонований метод, зображена в (додатку В) рис.В.6. Схема містить блок контролю ізоляції 1, вихід якого вмикається між нейтральною точкою первинної обмотки вимірювального трансформатора напруги 2 та землею, паралельно ємнісному фільтру 3. Оскільки на підстанції та в розподільних пристроях споживачів можуть бути встановлені додаткові трансформатори напруги, то для запобігання шунтування сигналу від джерела накладання сигналу в їх нейтраль вмикають аналогічні фільтри. Блок контролю ізоляції містить джерело випрямленого струму 4; попередньо заряджений конденсатор 5 ( $C_0$ ); обмежувальні резистори  $R_1$  та  $R_2$ , пристрій 6, що реагує на плавне зниження ізоляції; пристрій 7, що реагує на раптову зміну опору ізоляції; омметр 8 для контролю величини активного опору ізоляції фаз мережі відносно землі; коло  $R_3$ ,  $SB_1$ , яке дозволяє перевіряти пошкодження елементів пристрою; блок сигналізації 9, який подає сигнал в разі плавного зниження опору ізоляції до граничної величини і виникненні раптового пробоя ізоляції, якщо через певний момент часу  $T_3$  він

супроводжується зниженням загального опору ізоляції (спрацьовує пристрій 6). Фільтр приєднання містить конденсатор  $C_1$  та розрядник  $F$ .

Даний метод має значну перевагу порівняно з попередніми, оскільки дозволяє з прийнятною для задач контролю точністю визначати загальний опір ізоляції мережі відносно землі. Але при цьому слід зауважити, що загальний опір ізоляції відносно землі не може давати чіткої картини про розвиток пошкодження ізоляції. Для цього необхідно контролювати опір ізоляції кожної фази відносно землі, на що даний метод є не спроможним. Тому існує наукова задача вдосконалення даного методу для можливості реалізації неперервного контролю ізоляції кожної фази відносно землі. Розглянемо метод контролю кута діелектричних втрат в каналі нульової послідовності.

Даний метод найкраще пристосований для контролю ізоляції кабельних мереж. Суть методу полягає у накладанні на контрольовану мережу низькочастотного сигналу (3-6 Гц) і вимірюванні реакції ізоляції мережі відносно землі на даний сигнал. В якості вимірювального перетворювача для виділення струму стікання на землю використовується трансформатор струму нульової послідовності. В якості контрольованого показника можна використовувати різні величини. Наприклад, в [44] використано кут зсуву між струмом і напругою в каналі нульової послідовності, виміряний на частоті джерела накладення низькочастотного сигналу – 6 Гц (відображає кут діелектричних втрат  $\delta$ ). До переваг даного методу можна віднести селективність (вимірювальні перетворювачі можна встановити на різних приєднаннях РМ), достатньо високу чутливість до зміни технічного стану ізоляції кабелів ( $Tg\delta$  – найкращим чином відображає процеси в твердій ізоляції оболонок кабелів). До недоліків – неможливість пристосування для діагностування ізоляції РМ повітряних ЛЕП, так як в даних мережах активний опір ізоляції відносно землі може швидко змінюватись в дуже широких межах, в тому числі і симетрично у всіх фазах (канал нульової послідовності є

нечутливим до симетричного зниження активного опору ізоляції відносно землі).

Методи періодичного контролю ізоляції. Ці методи можна умовно поділити на дві групи: тестові методи періодичного контролю ізоляції; функціональні методи періодичного контролю ізоляції.

До тестових методів періодичного контролю можна віднести наступні: метод контролю часткових розрядів; ізометричне вимірювання струму релаксації (IRC-аналіз); вимірювання напруги поляризації; депольризації; вимірювання  $Tg\delta$ .

Метод контролю часткових розрядів [30, 31, 48-53-66] має значні переваги при контролі ізоляції в мережах напругою 35 кВ і вище. Що ж стосується мереж 6-10 кВ, то величина часткового розряду для даного типу мереж є настільки малою, що при її вимірюванні значний вплив можуть спричинити електромагнітні перешкоди різного характеру (комутації, перенапруги, розряди в інших мережах), що вимагає застосування дуже складних фільтрів і екранів. Тому даний метод не знайшов широкого практичного застосування в даних мережах.

Метод ізометричного вимірювання струму релаксації [4, 30,55-58] знайшов дуже широке застосування за кордоном для неруйнівного контролю кабелів з поліетиленовою ізоляцією. Значною перевагою даного методу є висока точність діагностування завдяки застосуванню великої довідкової бази, сучасних методів визначення пошкодження (метод нейронних мереж і т.п.)

Метод вимірювання напруги поляризації-деполяризації [59] на даний час витісняється більш передовими методами контролю ізоляції, так як для його застосування обов'язковою умовою є виведення ділянки мережі, що діагностується з експлуатації для проведення серії випробувань.

Метод контролю  $Tg\delta$  [60-62] також є досить поширеним за кордоном методом діагностування ізоляції. На базі даного методу створено досить велику кількість вимірювальних комплексів. Його основною перевагою є висока

точність завдяки прямим вимірюванням електричних величин, що безпосередньо характеризують стан ізоляції (тангенс кута діелектричних втрат).

Серед функціональних методів періодичного контролю ізоляції найбільше розповсюдження отримали методи, які базуються на штучному зміщенні нейтралі мережі відносно землі, що знаходиться під робочою напругою, шляхом введення додаткової провідності між фазою мережі землею [63, 64].

В цьому випадку трифазну мережу по відношенню до кола з додатковою провідністю можна розглядати як активний двополіусник, внутрішній опір якого є опором ізоляції фаз мережі відносно землі. Зовнішня характеристика його може бути описана рівнянням  $U=A+VI$ , звідки невідомі коефіцієнти  $A$  та  $B$  можуть бути обчислені шляхом вимірювання напруги, струму та кута зсуву між ними для двох незалежних режимів роботи РМ. Наприклад, нехай спочатку вводиться додаткова провідність  $\underline{Y}_{д1}$ , а потім  $\underline{Y}_{д2}$ , тоді напругу фази мережі відносно землі можна визначити як

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \frac{I_{з1}}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{д1}}; \\ U_2 &= \frac{I_{з2}}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{д2}}, \end{aligned} \right\} \quad (1.23)$$

де  $I_{д1}, I_{д2}$  – комплекси струмів замикання фази на землю;

$\underline{Y}_0$  – комплекс повної провідності ізоляції мережі відносно землі.

Розв'язання системи рівнянь дає результат

$$\underline{Y}_0 = \frac{\underline{Y}_{д2} U_2 - \underline{Y}_{д1} U_1}{U_1 - U_2} = g_0 + j b_0, \quad (1.24)$$

де  $g_0$ ,  $B_0$  – відповідно, загальна активна та реактивна провідності ізоляції мережі відносно землі.

Специфіка вимірювання в трифазній мережі полягає в тому, що опір ізоляції – величина непостійна. Виключити вплив цього фактору можна дублюванням експерименту. Крім цього для виключення додаткових похибок необхідно зменшувати кількість границь розділу та співвідношення імпедансу та навантаження.

Загальним недоліком вище розглянутих методів є те, що вони не визначають провідностей ізоляції окремих фаз мережі відносно землі. Провідності ізоляції окремих фаз дають найбільш повне уявлення про технічний стан ізоляції трифазної мережі з ізольованою нейтраллю. Першим методом, що вирішував цю проблему при дослідженні ізоляції РМ під робочою напругою був метод SaHülKa [63]. Активні провідності фаз  $g_1$ ,  $g_2$ ,  $g_3$  і реактивна провідність мережі відносно землі  $B_0$ , при рівності ємностей окремих фаз  $C_1 = C_2 = C_3 = C$ , визначались на основі використання режиму холостого ходу та введення додаткової провідності. При цьому вимірюється напруга кожної фази мережі відносно землі та лінійні напруги. Оскільки геометрична сума активних та реактивних складових струмів витікання для кожного із двох режимів дорівнює нулю, тому існує можливість виразити ці струми через провідності ізоляції і напругу та скласти чотири незалежних рівняння, необхідні для визначення невідомих величин. Розв'язок системи рівнянь потребує попереднього визначення 14 коефіцієнтів.

Метод, запропонований проф. Л.В. Гладіліним [64], не потребує громіздких обчислень, але використовує більшу кількість не співпадаючих в часі режимів. В цьому методі попередньо визначають параметри ізоляції всіх фаз мережі відносно землі  $g_0$ ,  $B_0$ ,  $g_0$ , а потім, замикаючи фазу мережі на землю, вимірюють струм  $I_3$ , розділивши його значення на величину лінійної напруги, визначають величину додаткової провідності  $B_d$ , яка повинна зменшити похибку. Замикаючи послідовно дві інші фази через додаткову провідність,

визначають струм замикання на землю  $I_2, I_3$ . Сума активних провідностей двох фаз може бути визначена за рівнянням  $g_2 + g_3 = \frac{I_{3_2}^2 - I_{3_3}^2}{\sqrt{3}U_{л}^2 b_{д}}$ . Враховуючи, що

$g_0 = g_1 + g_2 + g_3$ , отримаємо систему трьох рівнянь з трьома невідомими.

Метод, запропонований проф. Е.Ф. Цапенком [40], відрізняється від попереднього тим, що за відомими  $U_0, V_0, g_0$  вимірюють напруги фаз мережі відносно землі  $U_1, U_2, U_3$ , а невідомі величини  $g_1, g_2, g_3$  визначають шляхом розв'язання числовим методом системи рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \frac{U_3}{y_0} \sqrt{g_2^2 + g_3^2 + g_2 g_3 - \sqrt{3} \omega C (g_3 - g_2) + 3 \omega^2 C^2}; \\ U_2 &= \frac{U_3}{y_0} \sqrt{g_1^2 + g_3^2 + g_1 g_3 - \sqrt{3} \omega C (g_1 - g_3) + 3 \omega^2 C^2}; \\ U_3 &= \frac{U_3}{y_0} \sqrt{g_1^2 + g_2^2 + g_1 g_2 - \sqrt{3} \omega C (g_2 - g_3) + 3 \omega^2 C^2}. \end{aligned} \right\} \quad (1.25)$$

Метод пофазного контролю ізоляції із зміщенням нейтралі на середину вектора лінійної напруги.

Аналіз існуючих методів періодичного контролю ізоляції показав, що частина з них [63-65] дозволяє визначати лише загальні провідності ізоляції відносно землі і не враховує несиметрію окремих фаз відносно землі.

Методи пофазного контролю ізоляції [40, 63, 64] дають більш повне уявлення про технічний стан ізоляції, але потребують проведення великої кількості не співпадаючих в часі дослідів та обчислення кінцевого результату за складними рівняннями, тому вони не знайшли практичного застосування.

Пропонується розглянути метод [66-68], який не має цих недоліків. Метод базується на використанні режиму штучного зміщення нейтралі мережі на середину вектора лінійної напруги [65] при визначенні провідності фази мережі. Досягається це шляхом введення між двома іншими фазами мережі і землею зірочки опорів, параметри якої вибрані таким чином, що, незалежно від



параметрів ізоляції фаз мережі відносно землі, напруга на досліджуваній фазі підвищується до  $1,5U_{\Phi}$ , а на двох інших знижується до половини лінійного і знаходиться в протилежних фазах.

Для опису математичної моделі розглянемо схему методу та векторну діаграму в (додатку В) (рис.В.1.7а, б).

При дослідженні першої фази, напруга зміщення нейтралі визначається

$$U_0 = U_{\Phi} = \frac{\underline{Y}_1 + a^2(\underline{Y}_2 + \underline{Y}_D) + a(\underline{Y}_3 + \underline{Y}_D)}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + 2\underline{Y}_D}, \quad (1.26)$$

$$\text{де } \underline{Y}_D = \frac{1}{\underline{Z}_4 + \frac{\underline{Z}_5 \underline{Z}_6}{\underline{Z}_5 + \underline{Z}_6}}.$$

$$\text{Якщо вважати } \underline{Z}_4 = r_{др} + j\omega L, \text{ а } \underline{Y}_D = \frac{1}{r_{др} + j\omega L - \frac{j}{2\omega C}}.$$

Параметри дроселя  $Z_4$  і конденсаторів можна підібрати так, щоб  $\omega L = 1/2\omega C$ ,  $r_{др} \rightarrow 0$ , тоді і (1.26) буде мати вигляд

$$U_0 = \frac{U_{\Phi}}{2} \quad (1.27)$$

З урахуванням (1.27) комплекси напруги фази мережі відносно землі

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= E_1 - U_0 = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{л}; \\ U_2 &= E_2 - U_0 = \frac{-j}{2} U_{л}; \\ U_3 &= E_3 - U_0 = \frac{j}{2} U_{л}, \end{aligned} \right\} \quad (1.28)$$

де  $E_1, E_2, E_3$  – е.р.с. джерела;

$U_{\text{л}}$  – лінійна напруга.

Із системи рівнянь (1.28) зрозуміло, що, незалежно від стану ізоляції, напруга на фазі, що досліджується, підвищується до  $1,5U_{\text{Ф}}$ , а на двох інших знижується до половини  $U_{\text{л}}$ , і вони знаходяться в протилежних фазах в додатку Внарис. В.1.7а. Такий же висновок можна зробити, досліджуючи дві інші фази.

Комплекс струму в опорі  $Z_4$  при дослідженні будь-якої фази

$$I_1 = U_1 Y_1 + U_2 Y_2' + U_3 Y_3' \quad (1.29)$$

Використовуючи систему рівнянь (1.28) та (1.29), знайдемо зв'язок між комплексами вимірних провідностей  $\underline{Y}_{B_1}, \underline{Y}_{B_2}, \underline{Y}_{B_3}$  і активною  $g_K$  та реактивною  $B_K$  складовими провідностей мережі

$$\left. \begin{aligned} Y_{B_1} &= g_1 + j \left[ b - \frac{1}{\sqrt{3}} (g_2 - g_3) \right]; \\ Y_{B_2} &= g_2 + j \left[ b - \frac{1}{\sqrt{3}} (g_3 - g_1) \right]; \\ Y_{B_3} &= g_3 + j \left[ b - \frac{1}{\sqrt{3}} (g_1 - g_2) \right]. \end{aligned} \right\} \quad (1.30)$$

Із системи (1.30) зрозуміло, що активна провідність ізоляції фаз мережі відносно землі, може бути визначена за результатами вимірювання струму  $I_K$  в дроселі, напруги на досліджуваній фазі та кута зсуву  $\varphi_K$  між ними, тобто зводиться до класичного випадку

$$g_K = \left( \frac{I_K}{U_K} \right) \cos \varphi_K = |\underline{Y}_{B_K}| \cos \varphi_K, \quad (1.31)$$

а реактивна провідність мережі відносно землі

$$b_0 = \left( \frac{I_1}{U_1} \right) \sin \varphi_1 + \left( \frac{I_2}{U_2} \right) \sin \varphi_2 + \left( \frac{I_3}{U_3} \right) \sin \varphi_3. \quad (1.32)$$

Отже, даний метод дозволяє контролювати параметри ізоляції кожної фази РМ відносно землі шляхом проведення безпосередніх вимірювань, що співпадають у часі, і тому він є одним із найперспективніших з розглянутих.

Для реалізації контролю робото здатності ізоляції РМ відносно землі необхідним є теоретичне обґрунтування і розробка принципу і методу визначення робото здатності ізоляції. Необхідним є вдосконалення методів неперервного і періодичного контролю ізоляції для їх пристосування до контролю параметрів ізоляції кожної фази відносно землі в мережах 6-10 кВ з ізолюваною нейтраллю. Отримані методи мають забезпечувати виявлення пошкоджень ізоляції на ранніх стадіях їх розвитку.

### Висновки до розділу 1

Для підвищення рівня надійності, безпеки та ефективності експлуатації РМ необхідно контролювати роботоздатність її ізоляції відносно землі.

Головною причиною зміни ТС ізоляції РМ є руйнівний вплив зовнішнього середовища та експлуатаційного навантаження різної природи. Самою ненадійною підсистемою РМ є мережа повітряних ЛЕП. Основними причинами виникнення пошкоджень ізоляторів повітряних ЛЕП є забруднення їх поверхні з одночасним зволоженням. Найбільша кількість несправностей у РМ (60-90% від загальної кількості) пов'язана із зміною технічного стану ізоляції окремих елементів відносно землі.

## 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

### 2.1 Аналіз методів визначення робото здатності ізоляції

Для визначення робото здатності любого об'єкта чи системи можна користуватись двома підходами. Згідно з першим підходом, попередньо виконується вибір контрольованих показників, які можуть описувати технічний стан об'єкта діагностування. Тут слід зазначити, що їх може бути досить велика (але обґрунтована і обмежена подальшою складністю проведення експериментів) кількість. Далі, над об'єктом діагностування (ОД) проводиться ряд експериментальних досліджень для встановлення, яким чином вибрані контрольовані показники відображають його технічний стан. На наступному етапі складається математична модель опису зміни ТС (стохастичні залежності параметрів) або формується статистична довідкова база даних чи нейронна мережа, яка дає можливість ідентифікувати технічний стан об'єкта діагностування (визначити його працездатність) по результатам контролю вибраних показників. Даний підхід використовується у випадках, коли теоретично не можна обґрунтувати спроможність контрольованих показників відобразити технічний стан із-за наступних особливостей ОД: висока складність, неоднорідність структури, невизначеність критеріїв підбору діагностичних показників, значна кількість параметрів при проведенні вимірювань і т.п.

Згідно з другим підходом (використовується здебільшого для ОД з нескладною структурою, переважною однорідністю структурних елементів, які мають невелику кількість параметрів, що піддаються безпосередньому вимірюванню) спочатку проводяться теоретичні дослідження для вибору показників ТС (керуючись певними критеріями, що мають бути обов'язково попередньо зазначені) і аналізу можливості визначати працездатність ОД

шляхом їх контролю. На наступному етапі дослідження складають діагностичну і математичну моделі ОД, і формують умови роботоздатності ОД. Проводиться перевірка правильності вибору діагностичних показників для визначення роботоздатності.

Визначення робото здатності ізоляції РМ в умовах експлуатації ускладнюється тим, що не існує достатньо точних кількісних методів оцінки впливу факторів, що погіршують стан ізоляції. До таких факторів належать процеси старіння ізоляції, вологість, забруднення (зовнішнє середовище), механічні впливи, перенапруги і т.п. Тому для контролю технічного стану ізоляції на практиці використовують опосередковані електричні показники: напругу зміщення нейтралі, тангенс кута діелектричних втрат, загальний активний опір мережі відносно землі, струм і напругу нульової послідовності, провідності фаз мережі відносно землі. Також до кінця не реалізовано підхід, згідно з яким ізоляцію РМ слід розглядати як єдиний розподілений в просторі об'єкт, технічний стан якого можна визначити, контролюючи параметри ізоляції. Нереалізованим цей підхід є в тій частині, що стосується напрацювання норм для обмеження зміни зазначеної групи параметрів і ідентифікації технічного стану. В багатьох випадках, контролюючи зміну параметрів ізоляції, досить важко визначити технічний стан ізоляції і її працездатність, так як із-за особливостей процесів, що протікають в ізоляції, ці параметри кількісно можуть змінюватись в широких межах і не завжди однозначно відображати ТС ізоляції. Неоднозначності можна уникнути, якщо контролювати не один параметр (наприклад, напругу зміщення нейтралі), а цілу групу параметрів ізоляції – активні і реактивні провідності фаз мережі відносно землі. Але при цьому виникає задача великої розмірності – визначення робото здатності ізоляції при аналізі зміни цілої групи параметрів. Рішенням даної проблеми могло б бути визначення інтегральних показників ТС (діагностичних ознак), характеризуючи параметрів ізоляції, і на величину яких можна накладати обмеження, виходячи з тих чи інших критеріїв. Але на даний момент

таких досліджень досі практично не проведено і ефективних показників робото здатності ізоляції не існує.

Для вирішення задачі визначення робото здатності ізоляції РМ пропонується наступне: повинна виконуватись умова роботою.

1. Обрати чіткі і зрозумілі критерії для визначення робото здатності ізоляції РМ і, таким чином, розмежувати працездатний і непрацездатний стани ізоляції РМ. В якості таких критеріїв необхідно використовувати умови безпеки експлуатації ізоляційного обладнання РМ і мінімум втрат електроенергії в ізоляції РМ від струмів стікання на землю, що виникають із-за дефектів і пошкоджень в ізоляції.

2. При визначенні робото здатності ізоляцію РМ необхідно розглядати як єдиний інтегрований об'єкт, технічний стан якого, відповідно, буде описуватись зміною групи параметрів – активних провідностей фаз РМ відносно землі. Працездатність ізоляції має визначатись по інтегральним показникам технічного стану, які можуть бути визначені розрахунковими методами по відомим параметрам ізоляції. Вибір показників технічного стану ізоляції має ґрунтуватись на аналізі відповідності усієї сукупності показників, що тим чи іншим чином характеризують процеси зміни технічного стану ізоляції, вибраним критеріям оцінки ТС ізоляції: безпека експлуатації РМ і економічність її функціонування (мінімум втрат електроенергії від струмів стікання на землю).

## 2.2 Визначення сукупності показників технічного стану робото здатності ізоляції розподільних мереж

Задача вибору показників технічного стану ізоляції полягає у розгляді всіх можливих електротехнічних характеристик ізоляції, які можуть бути пов'язані із її технічним станом, та аналізі на основі вибраних критеріїв (безпеки експлуатації і економічності функціонування), яким чином ті чи інші

показники технічного стану будуть враховувати зазначені критерії, або, іншими словами, яким чином вони зможуть характеризувати рівень безпеки експлуатації і економічності функціонування розподільних мереж. При цьому ізоляція РМ розглядається як єдиний, але розподілений в просторі електротехнічний комплекс, який описується групою параметрів – такими параметрами ізоляції, як активні провідності  $g_a$ ,  $g_b$ ,  $g_c$  і ємності  $C_a$ ,  $C_b$ ,  $C_c$  фаз РМ відносно землі.

Оскільки основною причиною зміни технічного стану ізоляції РМ з ізолюваною нейтраллю є її пошкодження відносно землі, тому будемо вважати, що технічний стан міжфазної ізоляції буде незначним чином впливати на її загальний ТС, і його вплив може бути знехтуваний в подальших дослідженнях.

Розглянемо спрощену заступну схему розподільної мережі з ізолюваною нейтраллю для аналізу зміни технічного стану ізоляції відносно землі, зображену в додатку В на рис. В.2.1.

Параметри ізоляції однозначно вказують на характер перебігу процесів, що відбуваються в ізоляції, оскільки вони є об'єктивними фізичними (електротехнічними) величинами, які піддаються безпосередньому вимірюванню. Ємності фаз мережі відносно землі  $C_a$ ,  $C_b$ ,  $C_c$  залежать від конструктивних параметрів мережі (її загальної протяжності і конструкції опор), і тому їх величини можна вважати постійними. Але при цьому слід зауважити, що в процесі зволоження поверхні ізоляторів досить часто спостерігається незначне зростання загальної ємності мережі. Активні провідності ізоляції фаз відносно землі  $g_a$ ,  $g_b$ ,  $g_c$  можуть змінюватись в досить широкому діапазоні значень. Ці зміни (збільшення активних провідностей) характеризують процес виникнення пошкодження ізоляції, основною причиною якого є виникнення шунтувальних зв'язків між фазами мережі і землею [3]. Поява шунтувального зв'язку (наприклад, у фазі А) відображається активною провідністю шунтувального зв'язку  $g_{ша}$ . При цьому слід розрізняти два процеси:

1) симетричне підвищення активних провідностей ізоляції фаз відносно землі внаслідок зволоження і забруднення поверхні ізоляторів;

2) несиметричне значне підвищення активної провідності окремих фаз відносно землі внаслідок появи в них шунтувальних зв'язків із землею.

Задача визначення робото здатності ізоляції безпосередньо за відомими параметрами ізоляції (використання в якості діагностичних показників параметрів ізоляції) є задачею великої розмірності через велику кількість змінних. Тому її прийнято спрощувати, використовуючи для ідентифікації технічного стану ряд інтегральних показників. До таких показників можна віднести: тангенс кута діелектричних втрат  $Tg\delta$ ; напруга зміщення нейтралі  $U_0$ ; загальний активний опір мережі відносно землі  $R_0$ ; загальний струм стікання на землю  $I_{30}$ ; втрати в ізоляції від струмів стікання на землю  $\Delta P_{із}$ .

Для усіх цих показників існують математичні залежності від параметрів ізоляції  $g_a, g_b, g_c, C_a, C_b, C_c$ .

Для  $Tg\delta, U_0, R_0$  і  $I_{30}$  існує ряд методів, які дозволяють ідентифікувати технічний стан ізоляції, але на основі накопиченої статистичної бази вимірювань даних показників. Що ж стосується задачі визначення робото здатності ізоляції при застосуванні для цього таких критеріїв, як безпека експлуатації і економічність функціонування, то на даний час таких методів практично не існує. Отже існує наукова задача їх розробки.

Розглянемо застосування критерію безпеки експлуатації при визначенні робото здатності ізоляції.

Як відомо, на території України діє Державний Стандарт [69] (ГОСТ 12.1038-82 "Предельно допустимые уровни напряжения и токов"), що регулює питання безпеки експлуатації електрообладнання з точки зору виникнення в ньому небезпечних рівнів напруг і струмів, під дію яких може потрапити людина. Згідно з даним стандартом:



1) обмежується струм, що може протікати через тіло людини, величиною 6 мА в мережах, де тривалість дії захисту від однофазних замикань на землю (ОЗЗ) перевищує 1с;

2) при вимірюванні напруги дотику і струму через тіло людини при частоті 50 Гц, тіло людини в електричному ланцюзі моделюється резистором з опором: при тривалості дії захисту від ОЗЗ до 1 с – 1кОм, більше 1 с – 6 кОм.

Якщо розглянути усі вище наведені показники технічного стану, то очевидним є те, що в представленому вигляді ні один з них не дає можливості оцінити рівень безпеки експлуатації ізоляції РМ, оскільки жоден з них напряму ніяк не пов'язаний із дією струму через тіло людини (при виникненні пошкодження ізоляції). Отже, в даному випадку необхідно ввести показник технічного стану, який має бути пов'язаний із процесом пошкодження ізоляції і струмом через тіло людини, що виникає при цьому. Таким показником може бути струм в шунтувальному зв'язку  $I_{\text{ш}}$ , що протікає через тіло людини при її дотику до струмопровідних частин обладнання в місці пошкодження ізоляції [70]. Але для обґрунтування вибору даного показника необхідно побудувати і розглянути спеціальну модель виникнення пошкодження ізоляції.

Розглянемо застосування критерію економічності функціонування для визначення робото здатності ізоляції. Очевидним є те, що основною мірою економічності функціонування розподільних мереж являються втрати при передачі електроенергії. Миттєвою характеристикою втрат електроенергії є їх потужність  $\Delta P$ . Отже, активну потужність втрат електроенергії від струмів стікання на землю  $\Delta P_{\text{із}}$  можна обґрунтовано вважати мірою економічності функціонування ізоляції РМ і, відповідно, показником її робото здатності при застосуванні даного критерію.

Потужність втрат електроенергії від струмів стікання на землю можна визначити, маючи інформацію про напруги і активні провідності фаз мережі відносно землі:

$$\Delta P_{\text{із}} = \Delta P_{\text{ізA}} + \Delta P_{\text{ізB}} + \Delta P_{\text{ізC}} = U_A^2 \cdot g_a + U_B^2 \cdot g_b + U_C^2 \cdot g_c. \quad (2.1)$$

Отримане значення потужності втрат в ізоляції  $\Delta P_{\text{із}\Sigma}$  порівнюють з нормативним  $\Delta P_{\text{із}}^{\text{норм}}$ , яке можна розрахувати, маючи технічні дані про мережу, такі як тип (ПЛ чи КЛ) загальну довжину  $L$ , номінальну напругу та переважаючу марку кабелів, згідно методики, описаній в[71].

$$\Delta P_{\text{із}\Sigma} \leq P_{\text{із}}^{\text{норм}}. \quad (2.2)$$

Таким чином, можна визначити понаднормативну потужність втрат в ізоляції і накладати на її величину обмеження для формування умов роботоздатності.

Також, обмеження можна накладати для кожної фази окремо:

$$\Delta P_{\text{ізA}} \leq P_{\text{із}}^{\text{норм}} / 3; \Delta P_{\text{ізB}} \leq P_{\text{із}}^{\text{норм}} / 3; \Delta P_{\text{ізC}} \leq P_{\text{із}}^{\text{норм}} / 3. \quad (2.3)$$

Згідно з методикою [71], виділяються декілька станів навколишнього середовища, для яких були проведені дослідження (Львів ОРГРЕС) і отримані дані для розрахунку нормативної потужності втрат в ізоляції. Це такі: 1) дощ, мокрий сніг, мілкий дощ (вологість – 100%); 2) туман (вологість 80-100%); 3) роса, погода без опадів (вологість – 80% і нижче). Тому, для визначення робото здатності ізоляції РМ потрібно спочатку визначити нормативну потужність втрат в ізоляції для всіх трьох станів навколишнього середовища, і лише потім порівнювати фактичну величину потужності втрат в ізоляції з нормативною для відповідного рівня вологості навколишнього середовища, який необхідно контролювати.

### 2.3 Розробка діагностичної моделі для визначення умов роботоздатності ізоляції

Для отримання діагностичної моделі розглянемо наступний випадок (взятий із реальних умов експлуатації електрообладнання РМ), коли виникає шунтувальний зв'язок між фазою розподільної мережі з ізолюваною нейтраллю (наприклад, фазою А) і заземленими частинами електроустановки, як це показано в(додатку В) на рис.В.1.8.

Заступна схема мережі, зображена в додатку В на рис. В.1.9. виконана для випадку, коли шунтувальний зв'язок виникає в фазі А. Дотик людини при цьому відбувається до заземлених частин електроустановки (корпус, арматура, металічні конструкції).

На рис.2.3  $r_A, r_B, r_C$  – активні опори ізоляції фаз РМ;  $C_A, C_B, C_C$  – ємності окремих фаз відносно землі,  $r_1, L_1$  – параметри заступної схеми ТН контролю ізоляції;  $Z_n$  – еквівалентний повний опір навантаження (на характер протікання струмів ОЗЗ не впливає);  $r_{\text{л}}$  – опір тіла людини, рівний 6 кОм (згідно [69]);  $R_z$  – опір заземлюючого пристрою, (згідно [22] не повинен перевищувати 10 Ом для мереж 6-10 кВ);  $r_d$  – додатковий перехідний опір заземлення.

Моделюється виникнення пошкодження в мережі (наприклад, в фазі А) відносно землі; при цьому утворюється шунтувальний зв'язок, по якому починає протікати струм стікання на землю  $I_3(T)$ , який в свою чергу викликає окислення і підгоряння елементів заземлюючого пристрою та спікання ґрунту в місці стікання струму на землю через заземлення. Це призводить до виникнення додаткового перехідного опору в заземленні  $r_d$  та появи на заземлених металевих частинах обладнання (корпуси, арматура) небезпечного потенціалу. Згадки про існування даного явища досить часто лунають з вуст експлуатаційного персоналу.

Також на небезпеку даних процесів вказує значна кількість нещасних випадків, пов'язаних з появою потенціалу на корпусах електрообладнання РМ.

Додатковий перехідний опір заземлення може змінюватись в досить широких межах – від сотні Ом до сотень кОм при повному відгорянні заземлення. Для встановлення об'єктивного значення додаткового опору заземлення будемо керуватись наступними припущеннями і підходами:

- не розглядаються випадки повного відгоряння заземлення, при якому захистити людину від дії потенціалу, що рівний фазній напрузі мережі, практично не можна;

- для врахування випадку падіння проводу на землю і попадання людини в зону дії струму розтікання на землю вважається, що додатковий перехідний опір, який шунтує тіло людини в місці стікання струму на землю складає 100 Ом [73];

- для моделювання самого несприятливого випадку вважається, що пошкодження ізоляції відбувається в електроустановці з найпростішим варіантом заземлення (один залізний стержень стандартного перерізу); при цьому вважається, що додатковий перехідний опір струму розтікання на землю для такого заземлюючого пристрою є приблизно таким же, як і для проводу, що впав на землю (згідно з [73] опір струму стікання на землю є розподіленим параметром, який в місці розтікання на землю приблизно рівний 100 Ом для сирої землі).

Отже, виходячи із зазначених припущень, будемо вважати, що додатковий перехідний опір заземлення  $r_d$  приймає значення, обмежені величиною 100 Ом. Це частково відповідає реальним умовам експлуатації, при яких досить часто фіксується потенціал до 300 В на корпусах електрообладнання при виникненні пробою ізоляції і стійкого однофазного замикання на корпус електроустановки, і відповідає опору заземлення порядку 100-110 Ом.

На наступному етапі моделюється дотик людини до заземлених частин електроустановки для найбільш несприятливого випадку, коли пошкодження виникає одночасно в двох різних фазах мережі, а дотик людини відбувається в

місці найбільшого пошкодження. Внаслідок цього по тілу людини починає протікати струм  $i_{3A}$  (Т), який згідно вимог до електробезпеки не повинен перевищувати 6 мА. Вирази для граничних умов робото здатності ізоляції для цієї моделі пошкодження матимуть вигляд:

$$\begin{aligned} I_{3A} &= U_A \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шA} + g_l + g_3} \leq 6 \cdot 10^{-3} \text{ А}; \\ I_{3B} &= U_B \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шB} + g_l + g_3} \leq 6 \cdot 10^{-3} \text{ А}; \\ I_{3C} &= U_C \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шC} + g_l + g_3} \leq 6 \cdot 10^{-3} \text{ А}, \end{aligned} \quad (2.3)$$

де  $U_A, U_B, U_C$  – напруги фаз А, В і С відносно землі (діючі значення);

$g_{шA}, g_{шB}, g_{шC}$  – провідності шунтувальних зв'язків при виникненні пошкодження у відповідних фазах;

$g_l$  – провідність тіла людини, яка дорівнює  $g_l = 1/r_l = 1/(6 \cdot 10^3)$  См;

$g_3$  – провідність заземлення, що визначається як

$$g_3 = 1/R_3 + 1/r_d,$$

де  $R_3$  – номінальний опір заземлюючого пристрою, який для даного типу мереж не повинен перевищувати 10 Ом,

$r_d$  – додатковий перехідний опір заземлення (обмежений величиною 100 Ом). Провідності шунтувальних зв'язків для різних варіантів їх виникнення у відповідних фазах  $g_{шA}, g_{шB}, g_{шC}$  можна визначити шляхом вимірювання активного опору ізоляції фаз відносно землі в початковий момент часу ( $r_{A0}, r_{B0}, r_{C0}$ ), наприклад, після введення в експлуатацію електроустановки або її поточного ремонту, а також визначення цих опорів в любий момент часу ( $r_A, r_B, r_C$ ) і подальшого їх порівняння з початковими значеннями за формулами:

$$\begin{aligned}
g_{шA} &= 1/r_A - 1/r_{A0} - 1/r_s; \\
g_{шB} &= 1/r_B - 1/r_{B0} - 1/r_s; \\
g_{шC} &= 1/r_C - 1/r_{C0} - 1/r_s;
\end{aligned}
\tag{2.4}$$

де  $r_s$  – симетричне зниження опору ізоляції відносно землі внаслідок зволоження поверхні ізоляторів під час атмосферних опадів, яке можна визначити як:

$$r_s = \text{Min}(r_{A0} - r_A); (r_{B0} - r_B)(r_{C0} - r_C). \tag{2.5}$$

Використання струму в шунтувальному зв'язку в якості показника технічного стану ізоляції та формування на основі цього умов роботи здатності ізоляції (2.3) дозволяє обмежити множину роботоздатних станів ізоляції, виходячи з умов безпечної експлуатації обладнання.

Величини напруг в фазах відносно землі також залежать від параметрів ізоляції:

$$\begin{aligned}
U_A &= \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\
&\times \sqrt{\left[ g_b + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_b + g_c}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2} \\
U_B &= \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\
&\times \sqrt{\left[ g_a + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_c + g_a}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2} \\
U_C &= \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\
&\times \sqrt{\left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2}
\end{aligned}
\tag{2.6}$$

де  $U_f$  – фазна напруга розподільної мережі;

$\omega$  – кутова частота РМ;

$C_a, C_b, C_c$  – ємності фаз мережі відносно землі;

$g_a, g_b, g_c$  – активні провідності фаз мережі відносно землі;

$B_L$  – сумарна реактивна провідність всіх індуктивних елементів, підключених до РМ відносно землі (обмоток трансформаторів напруги для контролю ізоляції типу ЗНОМ і НТМИ, а також дугогасильних реакторів ДГР і пристроїв для резонансного заземлення нейтралі).

Підставивши (2.6) у вирази умов робото здатності ізоляції (2.1) і (2.3) отримаємо вираз для математичної моделі для визначення робото здатності ізоляції при застосуванні вище зазначених критеріїв.

При застосуванні критерію безпеки експлуатації математична модель для визначення робото здатності ізоляції має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{3A} = \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шA} + g_l + g_3} \times \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \sqrt{\left[ g_b + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_b + g_c}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2}; \\ I_{3B} = \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шB} + g_l + g_3} \times \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \sqrt{\left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2}, \\ I_{3C} = \frac{g_{ша} \cdot g_l}{g_{шC} + g_l + g_3} \times \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \sqrt{\left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2}. \end{array} \right. \quad (2.7)$$

При застосуванні критерію економічності функціонування математична модель для визначення робото здатності ізоляції матиме наступний вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\text{ізА}} = \frac{2.25 \cdot U_f^2 \cdot g_a}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \left[ \left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2 \right] \\ \Delta P_{\text{ізВ}} = \frac{2.25 \cdot U_f^2 \cdot g_a}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \left[ \left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2 \right] \\ \Delta P_{\text{ізС}} = \frac{2.25 \cdot U_f^2 \cdot g_a}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}} \times \\ \times \left[ \left[ g_a + g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2 + \left[ \frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b - C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2 \right] \end{array} \right. \quad (2.8)$$

Як бачимо, основну роль у відображенні процесу зміни технічного стану ізоляції РМ будуть відгравати активні провідності фаз мережі відносно землі  $g_a$ ,  $g_b$ ,  $g_c$ . Вони є єдиними величинами у співвідношеннях (2.7) і (2.8), що змінюються в процесі розвитку пошкодження, тому їх надалі і будемо вважати діагностичними показниками для визначення робото здатності ізоляції.

При більш детальному аналізі виразів (2.7) і (2.8) математичної моделі визначення робото здатності, можна отримати співвідношення між передатними функціями  $W_I$  та  $W_P$ , оскільки і струми в шунтувальному зв'язку, і потужність втрат електроенергії від струмів стікання на землю залежать від напруг фаз мережі відносно землі:

$$W_I = |W(i\omega)| \cdot \frac{g_{\text{шХ}} \cdot g_{\text{л}}}{g_{\text{шХ}} + g_{\text{л}} + g_3}; \quad W_P = |W(i\omega)|^2 \cdot g_x, \quad (2.9)$$



де  $x$  - індекс відповідної фази;

$W(i\omega)$  - комплекс передатної функції, коли в якості вихідного сигналу використовується напруга фази  $x$  мережі відносно землі;

Як бачимо, обидві передатні функції мають спільну складову – комплекс передатної функції  $W(i\omega)$ . Для спрощення задачі побудови характеристичного рівняння будемо надалі використовувати саме її в якості діагностичної моделі.

Визначимо передатну функцію для отриманої діагностичної моделі і характеристичне рівняння для проведення перевірки правильності вибору показників роботи здатності ізоляції.

Визначимо комплекси передатних функцій при розгляді різних фаз мережі за формулою:

$$W_x(i\omega) = \frac{U_x}{U_f}.$$

Для спрощення розрахунків при подальших дослідженнях будемо розглядати лише мережі з ізолюваною нейтраллю, в яких відсутні індуктивні елементи, що мають зв'язок із землею, тобто  $V_L=0$ .

Отже,

$$\begin{aligned} W_A(i\omega) &= \frac{\sqrt{3} \cdot \left[ (g_b + i\omega \cdot C_b) \cdot e^{j30^\circ} + (g_c + i\omega \cdot C_c) \cdot e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega \cdot (C_a + C_b + C_c)}; \\ W_B(i\omega) &= \frac{\sqrt{3} \cdot \left[ (g_c + i\omega \cdot C_b) \cdot e^{j30^\circ} + (g_a + i\omega \cdot C_c) \cdot e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega \cdot (C_a + C_b + C_c)}; \\ W_C(i\omega) &= \frac{\sqrt{3} \cdot \left[ (g_a + i\omega \cdot C_b) \cdot e^{j30^\circ} + (g_b + i\omega \cdot C_c) \cdot e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega \cdot (C_a + C_b + C_c)}. \end{aligned} \quad (2.10)$$

У співвідношеннях (2.10) вирази для комплексів напруг фаз мережі відносно землі були отримані шляхом використання формули для напруги

зміщення нейтралі  $U_0$  у комплексному вигляді і аналізу заступної схеми трифазної мережі з ізольованою нейтраллю, зображеної на рис.2.1.

Для переходу від комплексної до операторної форми запису (використовуємо операторний метод:  $i \omega \rightarrow p$ ) розкриємо комплекси в чисельнику виразів (2.10) і помножимо чисельник і знаменник на спряжений знаменнику комплекс. В результаті отримаємо:

$$W(p) = \frac{\sqrt{3} \cdot (a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p + a_0)}{(g_a + g_b + g_c)^2 + \omega^2 \cdot (C_a + C_b + C_c)^2}, \quad (2.11)$$

де  $a_0, a_1, a_2, a_3$  – коефіцієнти характеристичного рівняння.

Для отримання характеристичного рівняння необхідно прирівняти чисельник виразу (2.11) до нуля.

$$a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p + a_0 = 0. \quad (2.12)$$

Для фази А коефіцієнти характеристичного рівняння такі:

$$\begin{cases} a_3 = -\left[ \frac{1}{2 \cdot \omega} \cdot (C_b + C_c) \cdot (C_a + C_b + C_c) \right]; \\ a_2 = \frac{1}{2 \cdot \omega} \cdot (C_b + C_c) \cdot (g_a + g_b + g_c) - \\ - \left[ \frac{1}{2 \cdot \omega} \cdot (g_b + g_c) + \frac{1.5}{\sqrt{3}} \cdot (C_b + C_c) \right] \cdot (C_a + C_b + C_c); \\ a_1 = \left[ \frac{1}{2 \cdot \omega} \cdot (g_b + g_c) + \frac{1.5}{\sqrt{3}} \cdot (C_b + C_c) \right] \cdot (g_a + g_b + g_c) - \\ - \frac{1.5}{\sqrt{3}} \cdot (g_b + g_c) \cdot (C_a + C_b + C_c); \\ a_0 = \frac{1.5}{\sqrt{3}} \cdot (g_b + g_c) \cdot (g_a + g_b + g_c). \end{cases} \quad (2.13)$$

Для фаз В і С коефіцієнти характеристичного рівняння є аналогічними виразами (2.13) з тією лише різницею, що замість множників  $(g_B \pm g_C)$  і  $(C_B \pm C_C)$  для фази В будуть множники  $(g_C \pm g_A)$  і  $(C_C \pm C_A)$ , а для фази С –  $(g_A \pm g_B)$  і  $(C_A \pm C_B)$ .

#### 2.4 Інформативність вибраної сукупності показників роботоздатності ізоляції

Для перевірки правильності вибору показників робото здатності ізоляції (діагностичних показників) проведемо дослідження чутливості коренів (полісів) характеристичного рівняння (2.13) до зміни діагностичних показників (параметрів ізоляції фаз – активних провідностей ізоляції РМ відносно землі) [74].

За допомогою даного дослідження можна якісно оцінити ступінь впливу вибраних діагностичних показників на технічний стан об'єкта діагностування – ізоляції РМ відносно землі. В остаточному результаті маємо отримати підтвердження правильності вибору сукупності діагностичних показників і інформацію для їх впорядкування згідно ступеня впливу.

Для зручності проведення досліджень була взята реальна розподільна мережа повітряних ЛЕП напругою 10 кВ із загальною довжиною 70 км. Виходячи з її технічних даних, було визначено нормативну потужність втрат в ізоляції для всіх трьох станів навколишнього середовища згідно методики [71] за формулою:

$$\Delta P_{i3_i}^{\text{норм}} = I_{3_i}^2 \cdot I_i \cdot T_i \cdot \frac{L}{100},$$

де  $I_{3_i}$  – питома квадратичне значення струму замикання на землю (приведений в табличному вигляді в [71] для повітряних РМ різних класів напруг) для відповідного і-го рівня вологості навколишнього середовища, А/100км;

$R_i$  – питоме значення еквівалентного активного опору ізоляції відносно землі для  $i$ -го рівня вологості, Ом·100км;

$T_i$  – тривалість за рік погоди з  $i$ -м рівнем вологості, год (із довідки гідрометеоцентру);

$L$  – сумарна довжина РМ. Для даної РМ:  $\Delta P_{із\_100\%}^{норм} = 23377$  Вт;  $\Delta P_{із\_80-100\%}^{норм} = 17910$  Вт;  $\Delta P_{із\_p80\%}^{норм} = 6643$  Вт.

Початкові умови дослідження:

1. В початковий момент часу активні опори ізоляції фаз мережі відносно землі є симетричними  $r_{A0}=r_{B0}=r_{C0}=100$  кОм. Відповідно до цього, введемо поняття про нормальне значення активної провідності ізоляції фази відносно землі, що рівне  $g_{и}=10^{-5}$  См. Любе поточне значення активної провідності, вплив якої на полюси досліджується, може бути представлене у вигляді суми нормального значення і поточного значення її відхилення  $g_i=g_{и}+\lambda_i$ .

2. Ємності ізоляції фаз відносно землі симетричні, складають  $C_a=C_b=C_c=C_f=0.5$  мкФ і залишаються незмінними.

3. При дослідженні впливу того чи іншого діагностичного показника на полюси вважається, що всі інші показники залишаються в момент зміни поточного незмінними.

4. Граничною зміною діагностичного показника вважається таке допустиме відхилення активної провідності  $\lambda_i$ , при якому активна провідність в фазі виникнення шунтувального зв'язку (в фазі А) рівна активній провідності фази, вплив зміни якої досліджується (фази В або С), при граничному виконанні умов робото здатності (2.2) і (2.3) (вважається, що пошкодження виникло одночасно у двох фазах і набуло максимального розвитку, аж до границі робото здатності ізоляції).

5. Для умов робото здатності (2.2) і (2.3) проведено моделювання і визначено для заданих початкових умов границі зміни активних провідностей:

- для умов роботоздатності (2.3) при дослідженні впливу активної провідності фази В –  $\lambda_B=5.39 \cdot 10^{-5}$ ; фази С –  $\lambda_C=6.692 \cdot 10^{-5}$ ;

- для умов роботоздатності (2.2) при дослідженні впливу активної провідності фази В:  $\lambda_{B_{100\%}} = 4,118 \cdot 10^{-4}$ ,  $\lambda_{B_{80-100\%}} = 2,992 \cdot 10^{-4}$ ,  $\lambda_{B_{p80}} = 8,776 \cdot 10^{-5}$ , фази С:  $\lambda_{C_{100\%}} = 4,118 \cdot 10^{-4}$ ,  $\lambda_{B_{80-100\%}} = 2,992 \cdot 10^{-4}$ ,  $\lambda_{B_{p80}} = 8,776 \cdot 10^{-5}$ ,

При симетричному збільшенні провідностей усіх трьох фаз одночасно:

$$\lambda_{\text{sum}_{100\%}} = 2,238 \cdot 10^{-4},$$

$$\lambda_{\text{sum}_{80-100\%}} = 1,691 \cdot 10^{-4},$$

$$\lambda_{\text{sum}_{p80}} = 5,644 \cdot 10^{-5},$$

Оскільки ємності фаз симетричні, характеристичне рівняння буде квадратичним і матиме наступні корені:

$$x_1 = \frac{g_a + g_b + g_c}{C_a + C_b + C_c} = -\frac{g_n}{C_f}; \quad x_2 = \frac{-\frac{1.5}{\sqrt{3}} \times (g_b + g_c)}{\frac{1.5}{\sqrt{3}} \times (g_b + g_c) + -\frac{1.5}{\sqrt{3}} \times (C_b + C_c)} = -\frac{g_n}{C_f}. \quad (2.14)$$

Враховуючи вищевказані початкові умови, запишемо вирази характеристичного рівняння для трьох випадків:

1. При дослідженні впливу  $g_a$ :

$$-3\sqrt{3} \cdot C_f^2 \cdot x^2 + \sqrt{3} \cdot C_f \cdot \lambda \cdot x + 3\sqrt{3} \cdot g_n^2 + \sqrt{3} \cdot g_n \cdot \lambda = 0. \quad (2.15)$$

2. При дослідженні впливу  $g_b$

$$-\left(\frac{3C_f}{2w} \cdot \lambda + 3\sqrt{3}C_f^2\right) \cdot x^2 + \left[\left(\frac{\lambda^2}{2w}\right) + \left(\sqrt{3}C_f + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2}\right)\right] \cdot x + 3\sqrt{3}g_n^2 + 3\sqrt{3}g_n^2 + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \cdot \lambda + \lambda^2 = 0.$$

3. При дослідженні впливу  $g_c$  :

$$\left(\frac{3C_f}{2w} \cdot \lambda + 3\sqrt{3}C_f^2\right) \times x^2 + \left[\left(\frac{-\lambda^2}{2w}\right) + \left(\sqrt{3}C_f - \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2}\right)\right] \times x + 3\sqrt{3}g_n^2 + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \cdot \lambda + \lambda^2 = 0. \quad (2.17)$$

Для оцінки чутливості полюсів до діагностичних показників відля їх в порядкування за ступенем впливу будемо використовувати метод визначення норми векторів відносних чутливостей [75].

В загальному вигляді норми векторів відносних чутливостей полюсів (в формі залежності від відхилення  $\lambda$ ) до зміни відповідних діагностичних показників будуть мати вигляд:

при дослідженні впливу  $g_a$ :

$$T_a(\lambda) = \text{const} = \sqrt{\left[\frac{\sqrt{3}C_f \cdot x_1 + \sqrt{3}g_n}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1}\right]^2 + \left[\frac{\sqrt{3}C_f \cdot x_2 + \sqrt{3}g_n}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_2}\right]^2}, \quad (2.18)$$

при дослідженні впливу  $g_b$  :

$$T_b(\lambda) = \sqrt{\left[ \frac{\left( \frac{-3C_f}{2w} \right) \cdot x_1^2 + \left( \frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{\sqrt{3}C_f}{2} \right) \cdot x_1 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}}{2}}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} \right]^2 + \left[ \frac{\left( \frac{-3C_f}{2w} \right) \cdot x_2^2 + \left( \frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{\sqrt{3}C_f}{2} \right) \cdot x_2 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2}}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} \right]^2}, \quad (2.19)$$

придослідженні впливу  $g_c$  :

$$T_c(\lambda) = \sqrt{\left[ \frac{\left( \frac{3C_f}{2w} \right) \cdot x_1^2 + \left( \frac{-\lambda}{w} - \frac{3g_n}{2w} - \frac{\sqrt{3}C_f}{2} \right) \cdot x_1 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2}}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} \right]^2 + \left[ \frac{\left( \frac{3C_f}{2w} \right) \cdot x_2^2 + \left( \frac{-\lambda}{w} - \frac{3g_n}{2w} - \frac{\sqrt{3}C_f}{2} \right) \cdot x_2 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2}}{-6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} \right]^2}. \quad (2.20)$$

Норма вектора відносної чутливості до зміни  $g_a$  є постійною величиною, і в будь-якому випадку вона дорівнює  $T_a = 3.333 \cdot 10^4$ . Це пояснюється тим, що залежність коренів характеристичного рівняння від  $g_a$  має лінійний характер (складені для розгляду варіанта виникнення пошкодження в фазі А), а тому при диференціюванні для визначення  $T_a$  в результаті отримаємо константу. Норми векторів відносних чутливостей до зміни  $g_b$  і  $g_c$  є функціями від відхилення  $\lambda$ . Побудуємо графіки залежностей для наглядної оцінки чутливості по кожному діагностичному показнику.

Таким чином, в результаті проведених досліджень встановлено, що вплив всіх трьох провідностей фаз на полюси (корені характеристичного рівняння) має приблизно одини порядок величин, причому впливи  $g_c$  і  $g_B$  є майже однаковими, що можна спостерігати в додатку В на рис.В.2.4.а (криві залежності норми вектора чутливості від відхилення для фаз В і С майже збігаються). Отже, сукупність діагностичних показників була вибрана правильно (необхідно контролювати усі три активні провідності фаз мережі відносно землі), а діагностична модель є адекватною. Також встановлено, що найбільший вплив на працездатність ізоляції при виникненні шунтувального зв'язку в фазі А має провідність  $g_c$  і дещо меншу  $g_B$ . Для зручності в (додатку В) рис. В.10.б представлено залежність у формі функції різниці норм векторів чутливості для фаз В і С від відхилення. Також на графіки у вигляді вертикальних пунктирних ліній нанесені границі роботоздатності, а точніше, граничні відхилення активних провідностей в фазах В і С за умов виконання (2.3). Як бачимо, вони є різними, і для фази С є більший запас роботоздатності. Така розбіжність з попередніми висновками пояснюється тим, що норма вектора чутливості не дає інформації щодо характеру впливу показника, а лише оцінює ступінь його впливу. Так, наприклад, в результаті математичного моделювання було встановлено, що, дійсно, на напругу в фазі А і, відповідно, на струм в шунтувальному зв'язку в фазі А  $I_{зА}$  та на потужність втрат в ізоляції в фазі А  $\Delta P_{ізА}$  більше впливає провідність  $g_B$  ніж  $g_c$ , так як при її зростанні напруга в фазі А відносно землі збільшується, а при збільшенні  $g_c$ , – навпаки, зменшується. Але, беручи до уваги абсолютні величини зміни напруги в фазі А, можна прийти до висновку, що ступінь впливу на дану напругу  $g_c$  дещо вищий від ступеня впливу  $g_B$  (іншими словами збільшення  $g_c$  призводить до помітнішого зменшення  $U_A$ , ніж її збільшення при зростанні  $g_B$ ).

Ще одним важливим висновком є те, що умови роботоздатності (2.2) доцільно використовувати для оцінки роботи здатності ізоляції при симетричному збільшенні активних провідностей фаз мережі відносно землі,



так як при високих рівнях несиметрії вони не забезпечують однозначного виконання умов роботоздатності (2.3) при виконанні (2.2), що є недопустимим, оскільки не забезпечується базова вимога до безпеки експлуатації.

2.5 Вибір простору зміни значень діагностичних показників при дослідженні ефективності запропонованого методу

Аналіз допустимої зміни значень діагностичних показників, що обмежується умовами роботоздатності (2.2) і (2.3) є задачею великої розмірності із-за досить великої кількості змінних, до яких належать параметри ізоляції відносно землі (активні провідності і ємності відносно землі). Отже, всього змінних є 6 ( $g_a, g_b, g_c, C_a, C_b, C_c$ ).

Для спрощення даної задачі вводяться наступні допущення:

1. Ємності фаз мережі відносно землі вважаються незмінними і симетричними (або майже симетричними)  $C_a \approx C_b \approx C_c = const$ .

При цьому кількість змінних зменшується до 3-ох, але цього недостатньо, оскільки робота з чотиривимірним простором при побудові залежностей  $F(g_a, g_b, g_c)$  є дуже складною задачею. Тому вводиться наступне допущення:

2. При проведенні досліджень зміни  $g_a, g_b, g_c$  і виконання при цьому умов роботоздатності (2.2) і (2.3) вважається, що пошкодження ізоляції (поява шунтувальних зв'язків із землею) може відбуватись одночасно лише у двох фазах мережі (наприклад, А і В), що є найпоширенішим випадком розвитку пошкодження у реальних розподільних мережах, а провідність третьої фази (наприклад, С) є незмінною.

В такому випадку кількість змінних зменшується до двох, і побудову залежностей  $F_{g_c=const}(g_a, g_b)$  можна проводити у тривимірному просторі.

Суть даної задачі докладно описано в [76].

Початкові умови дослідження є наступними:

1. Розглядається повітряна мережа напругою 10 кВ загальною довжиною 70 км.

2. Ємності крайніх фаз мережі більші від ємності середньої фази на 5% ( $C_a=C_c=0.5$  мкФ,  $C_B=0.475$  мкФ), чим враховується різна висота підвісу проводів крайніх і середньої фази ПЛЕП.

3. Нормативне значення потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю розраховано за методикою [71] лише для двох крайніх станів вологості навколишнього середовища і складає: для опадів – 23.377 кВт, для сухої погоди – 6.642 кВт.

4. Початкові значення активних опорів ізоляції відносно землі рівні  $r_{A0}=r_{B0}=r_{C0}=100$  кОм.

5. В результаті розвитку пошкодження в суху погоду шунтувальні зв'язки за умовами дослідження одночасно виникають у двох фазах мережі (А і В), але з різною інтенсивністю додаток В на рис. В.2.5 а, В.2.6а

6. Для випадку впливу опадів на ТС ізоляції активний опір ізоляції фаз відносно землі через зволоження ізоляторів знижується симетрично до величини  $r_{A0}=r_{B0}=r_{C0}=20$  кОм. При цьому теж одночасно виникають пошкодження у двох фазах мережі (теж А і В) з різною інтенсивністю розвитку в (додатку В) рис. В.2.5 б.

В результаті аналізу початкових умов і множини можливих станів ізоляції для обробки результатів дослідження і графічного їх представлення сформовано в пакеті прикладних програм „MathCAD” математичну модель для тривимірного простору і алгоритм побудови залежностей виконання умов роботоздатності (2.2) і (2.3) від зміни діагностичних показників.

Для зручності аналізу отриманих залежностей, замість активних провідностей ізоляції фаз відносно землі використано обернені їм величини – активні опори ізоляції фаз відносно землі.

Таким чином, були побудовані наступні залежності:

1. Залежності (суміщені поверхні)  $I_{3A}=F(r_a, r_B)$ ,  $I_{3B}=F(r_a, r_B)$ —(додатку В) рис. В.11.а, та залежність  $P_{13}= F(r_a, r_B)$ — (додатку В) рис.В.12.а, для сухої погоди коли симетричного зниження активного опору ізоляції фаз не спостерігається.

2. Аналогічні залежності для вологої погоди з опадами, коли спостерігається симетричне зниження активного опору ізоляції фаз відносно землі: (додатку В) рис. В.2.5 б і рис. В.2.6 б.

Наступні залежності побудовані для дослідження характеру впливу зволоження поверхні ізоляторів, при якому спостерігається симетричне зниження активного опору ізоляції фаз відносно землі. В(додатку В) рис. В.2.5 б побудовано дві поверхні – для вологої (зовнішня) і сухої (внутрішня) погоди. Як бачимо, вплив зволоження (симетричного зниження активного опору ізоляції відносно землі) є незначним (поверхні практично збігаються). Отже, в подальших дослідженнях впливом даного явища можна знехтувати.

Також, для більш якісного представлення особливостей застосування методики [71] в запропонованому методі було побудовано залежність потужності втрат в ізоляції із-за струмів стікання на землю від загального опору мережі відносно землі  $R_0 \Delta P_{13} = f(R_0)$  зображено в(додатку В) рис. В.2.6. При цьому вважається, що активні опори ізоляції фаз мережі відносно землі є симетричними. Дана залежність відображає діапазони зміни  $R_0$  з показом границь робото здатності ізоляції при різних рівнях вологості навколишнього середовища. Таким чином, для заданої мережі можна накладати обмеження на зміну  $R_0$  при симетричному зниженні опору ізоляції відносно землі для різних станів навколишнього середовища.

При використанні умов роботоздатності (2.2.1) можна обмежувати зниження активного опору ізоляції відносно землі для окремих фаз. Для аналізу можливості розмежування станів ізоляції на роботоздатний і нероботоздатний окремих фаз побудовано залежності  $\Delta P_{13A}= F(r_a, r_B)$ ,  $\Delta P_{13B}= F(r_a, r_B)$ ,  $\Delta P_{13C}= F(r_a, r_B)$ , які зображено в(додатку В) рис. В.2.7.

## 2.6 Адекватність моделі для визначення умов роботоздатності

При побудові моделі було використано такі допущення:

- 1) пошкодження одночасно може відбуватись не більше як в двох фазах мережі (наприклад, А і В);
- 2) рівень симетричного підвищення активної провідності ізоляції в фазі не може бути більшим від величини провідності шунтувального зв'язку любої із пошкоджених фаз;
- 3) може виникати максимум один шунтувальний зв'язок на одну фазу мережі;
- 4) в місці дотику людини до заземлених частин електроустановки виникає найбільше пошкодження однієї з фаз мережі відносно землі;
- 5) тіло людини в електричному ланцюзі моделюється згідно вимог [69].
- 6) ємності фаз мережі відносно землі симетричні і залишаються незмінними при визначенні умов роботи здатності.

Для визначення похибки запропонованого методу визначення робото здатності ізоляції будемо використовувати метод обчислювального експерименту, при якому порівнюються дві моделі – узагальнена (без допущень) і розрахункова (з прийнятими допущеннями). При цьому з допомогою ППП MathCAD було створено обчислювальний математичний апарат і побудовано залежності відносної похибки визначення показників робото здатності ізоляції від параметрів, на які впливають зроблені допущення. Таким чином, з допомогою отриманих залежностей можна проаналізувати ступінь впливу прийнятих допущень на точність методу.

Проведені дослідження показали, що 1-5 допущення не суттєво впливають на визначення технічного стану, тобто умови робото здатності (2.2) і (2.3).

Відносно 6-го проведемо дослідження залежності похибок визначення струмів і потужностей, згідно математичної моделі (2.7) і (2.8), від ступеню несиметрії ємностей ізоляції відносно землі крайньої і середньої фази  $K_c = C_A / C_B$ .

Побудуємо наступні графіки залежностей:

- 1)  $\delta\%(I_{3A})=f(K_c)$ ,  $\delta\%(I_{3B})=f(K_c)$ ,  $\delta\%(I_{3C})=f(K_c)$  для аналізу мат. моделі(2.7);
- 2)  $\delta\%(\Delta P_{I_{3\Sigma}})=f(K_c)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3A}})=f(K_c)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3B}})=f(K_c)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3C}})=f(K_c)$  для аналізу мат. моделі (2.8).

Початкові умови дослідження:

1. Вважається, що активні опори ізоляції фаз відносно землі не змінюються і складають: 10 кОм для пошкодженої фази і 20 кОм для менш пошкодженої фази, 100 кОм для непошкодженої фази.
2. Моделюється поступове збільшення  $K_c$  до величини 1.05.
3. Ємності ізоляції фаз мережі відносно землі на початковому етапі дослідження є симетричними і складають 0.5 мкФ на фазу.

В якості змінної будемо використовувати симетричний відносний приріст ємності  $\delta C$ . Отже, тепер  $C_a = C_a \cdot (1 + \delta C / 100)$ ,  $C_B = C_B \cdot (1 + \delta C / 100)$ ,  $C_c = C_c \cdot (1 + \delta C / 100)$ . Побудуємо наступні графіки залежностей:

- 1)  $\delta\%(I_{3A})=f(\delta C)$ ,  $\delta\%(I_{3B})=f(\delta C)$ ,  $\delta\%(I_{3C})=f(\delta C)$  для аналізу мат. моделі (2.7);
- 2)  $\delta\%(\Delta P_{I_{3\Sigma}})=f(\delta C)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3A}})=f(\delta C)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3B}})=f(\delta C)$ ,  $\delta\%(\Delta P_{I_{3C}})=f(\delta C)$  для аналізу мат. моделі (2.8).

Аналіз похибки, що виникає в результаті введення 2-го допущення будемо проводити аналогічно.

В результаті аналізу графіків залежностей, зображених в (додатку В) на рис.В.2.4 і В. 2.5 отримано наступні висновки:

## Висновки до розділу 2

1. Застосування умов роботоздатності (2.3) є ефективним способом обмежити множину роботоздатних станів при будь-якому значенні несиметрії параметрів ізоляції відносно землі, використовуючи для цього критерій безпеки експлуатації. Також, як показав порівняльний аналіз залежностей на додатку В на рис. В.11 б, симетричне зниження опору ізоляції відносно землі (в 5 раз від 100 до 20 кОм) практично не впливає на струми в шунтувальних зв'язках пошкоджених фаз в дослідженому діапазоні. Цей вплив активно проявляється лише при дуже значному симетричному зниженні активних опорів ізоляції фаз відносно землі (діапазон 10 кОм і нижче), внаслідок якого перестає виконуватись умова роботоздатності (2.2).

2. Використання умов роботоздатності (2.2) є доцільнішим для обмеження симетричного збільшення провідності ізоляції фаз відносно землі (внаслідок дії вологи навколишнього середовища і забруднення поверхні ізоляторів), на що вказує графік в додатку В на рис. В.2.7. Таким чином, можна обмежити множину роботоздатних станів ізоляції, використовуючи при цьому критерій економічності функціонування і рівень симетричного зниження загального опору ізоляції відносно землі  $R_0$ . Це є вагомий аргумент для створення комплексу для контролю ізоляції, оснований на вимірюванні  $R_0$  і порівнянні його з уставкою у вигляді конкретних значень опорів для різних рівнів вологості навколишнього середовища, розрахованих для конкретної розподільної мережі.

3. Використовуючи умови роботоздатності (2.1), можна обмежувати несиметричне збільшення активних провідностей ізоляції кожної з фаз мережі відносно землі. При цьому слід зауважити, що найдоцільніше в даному випадку обмежувати підвищення провідності ізоляції відносно землі найбільш пошкодженої фази (в дослідженні – фази А), оскільки характер залежностей  $\Delta P_{ізВ} = F(r_a, r_B)$ ,  $\Delta P_{ізС} = F(r_a, r_B)$  є досить складним і неоднозначним див.в(додатку

В) рис. В.2.8. Таким чином, при вимірюванні активних провідностей ізоляції окремих фаз мережі відносно землі можна обмежити множину роботоздатних станів ізоляції (2.1), використовуючи при цьому критерій економічності функціонування РМ. Отже, постає задача розробки досконалих методів контролю параметрів ізоляції окремих фаз мережі відносно землі, які дозволять в повній мірі реалізувати можливості запропонованого методу визначення роботоздатності ізоляції.

4. Як показав аналіз (додатку В) рис. В.2.6 а - В.2.6 б, умови роботоздатності (2.2) і (2.3) за критеріями безпеки і ефективності функціонування чітко виконуються для сухої погоди. У випадку 100% відносної вологості (під час атмосферних опадів) границя роботоздатності, виражена числом 23.377 кВт, є завищеною і пред'являє до технічного стану ізоляції занижені вимоги, а тому умови (2.2) і (2.3) одночасно не виконуються. В цьому випадку в першу чергу необхідно забезпечувати безпеку експлуатації обладнання.

5. Проаналізувавши в додатку В на рис. В.2.9 можна прийти до висновку, що несиметрія ємностей ізоляції фаз мережі відносно землі досить слабо впливає на розрахунки. Таким чином, введення допущення що ємності ізоляції фаз відносно землі симетричні призводить до виникнення максимальної похибки методу, рівної при граничній несиметрії  $K_c=1.05$ : для математичної моделі (2.7) – 1.5% (при визначенні  $I_{3В}$ ); для математичної моделі (2.8) – 3% (при визначенні  $\Delta P_{3В}$ ). Також додатково було розглянуто граничний випадок впливу несиметрії ємностей на похибку методу у випадку виникнення ОЗЗ (пошкодження ізоляції відносно землі лише однієї з фаз мережі), яка складає для моделі (2.7) – 3.5% (при визначенні  $I_{3В}$ ); для математичної моделі (2.8) – теж 3.5% (при визначенні  $\Delta P_{3В}$ ). Таку похибку можна вважати прийнятною для запропонованого методу.

6. В результаті аналізу додатку В на рис. В.2.10 встановлено, що зміна ємності ізоляції фаз відносно землі практично не впливає на результати

розрахунків. Отримані максимальні значення похибки при 100% приростіємності: для математичної моделі (2.7) – 0.8% (при визначенні  $I_{3A}$ ); для математичної моделі (2.8) – 1.52% (при визначенні  $\Delta P_{3A}$ ). Аналіз в граничному випадку дослідження (при виникненні ОЗЗ) впливу симетричного збільшення ємностей фаз мережі відносно землі на похибку методу показав, що максимальна похибка методу складає для моделі (2.7) – 2%; для моделі (2.8) – 4%.



### 3 РОЗРОБКА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

3.1 Моделювання процесу пошкодження ізоляції та режимів роботи мереж з метою ідентифікації вимог до методів контролю ізоляції

Для моделювання пошкодження ізоляції розглядаються наступні умови розвитку пошкодження:

1) у фазі А виникає шунтувальний зв'язок з опором відносно землі – 17.5 кОм (в такий спосіб моделюються наступні види пошкодження: контакт фазних проводів з вітками дерев; сильно забруднений або частково пробитий ізолятор опори ПЛЕП; падіння проводу на суху землю);

2) під дією струму стікання на землю погіршується стан ізоляції в місці пошкодження і виникають умови для утворення дугового пробою ізоляції з опором дугового проміжку до 100 Ом (граничний стан розвитку пошкодження);

3) виникає ОЗЗ через дугу, що перемежається; загоряння і згасання дуги відбувається один раз на період промислової частоти; в момент, коли напруга в пошкодженій фазі відносно землі досягає близького до амплітудного значення; згасання дуги відбувається в момент переходу струму замикання через нуль – згідно гіпотези Петерсена [24, 25];

4) із-за дії перенапруг, що виникають при дуговому ОЗЗ, створюються умови для розвитку пошкодження ізоляції в фазі В; при цьому виникає шунтувальний зв'язок з опором 1.7 кОм з тенденцією переходу у двохфазне замикання через землю;

5) для дослідження впливу симетричного зниження активного опору ізоляції відносно землі (із-за дії вологи) моделюється зниження активного опору ізоляції фаз відносно землі в 5 разів до 20 кОм.

На рис. 3.1 зображено векторну діаграму трикутника напруг при виконанні умови 1) дослідження.

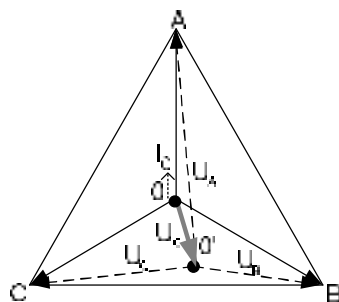


Рисунок 3.1 – Векторна діаграма при виконанні умови 1

На рисунку 3.1:  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  – напруги фаз мережі відносно землі;  $U_0$  – напруга зміщення нейтралі;  $I_0$  – струм стікання на землю через шунтувальний зв'язок

Як бачимо, поява шунтувального зв'язку призводить до виникнення напруги зміщення нейтралі  $U_0$  і протікання через нього струму стікання на землю  $I_0$ .

При виконанні умови 2) векторна діаграма, що зображена на рис.

3.1., набуде наступного вигляду:

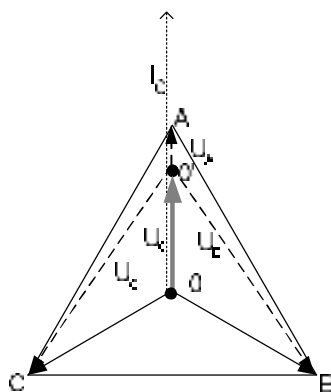


Рисунок 3.2 – Векторна діаграма при виконанні умови 2

З рис.3.2 випливає, що дугове замикання на землю через малий перехідний опір в фазі А викликає зростання напруг в фазах В і С до рівня лінійних, що може стати причиною виникнення пошкодження ізоляції відносно землі у одній із цих фаз і появи двохфазного замикання через землю.

Оскільки дугове замикання досить часто супроводжується періодичними згасаннями і повторними загоряннями дуги, тому в даному випадку виникає перехідний процес. В результаті його перебігу можлива поява перенапруг. Дослідимо цей режим більш детально.

Для дослідження перехідних процесів було побудовано в програмі-симуляторі електричних кіл спеціальну комп'ютерну модель трифазної мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю. При цьому виконувались відповідні маніпуляції з її структурними елементами для моделювання процесів, що відбуваються в мережі за виконання умов 1) – 5).

Спочатку дослідимо динаміку зміни напруги в фазі А відносно землі і напруги зміщення нейтралі в часі. Відповідна діаграма зображена на рис.3.3. В даному випадку змодельоване виконання умов 1), 2) і 3).

Як видно з додатку В нарис В.3.1, при загорянні дуги раз на період промислової частоти значно зростають коливання напруги зміщення нейтралі  $U_0$ , амплітудне значення якої може досягати 10 кВ через приблизно 0.2-0.3 с після початку дугового замикання.

Тепер розглянемо процес утворення шунтувального зв'язку у фазі В при виконанні умови 4).

Як бачимо, при виникненні шунтувального зв'язку в фазі В і при горінні дуги в фазі А коливання напруги в фазі В відносно землі може значно збільшитись, досягаючи амплітудних значень до 13,7 кВ в перші моменти виникнення дугового замикання з тенденцією до затухання. Це призводить до ще більшого погіршення стану ізоляції в фазі В і створення умов для виникнення двофазного замикання через землю.

Дослідимо, яким чином зміна вологості навколишнього середовища, що виявляється у симетричному зниженні активного опору ізоляції відносно землі, впливає на перехідні процеси в мережі при виникненні пошкоджень ізоляції. При цьому розглядається виконання умови 5) для попередніх двох випадків розвитку пошкодження ізоляції. Відповідні часові діаграми зміни напруг зображені в (додатку В) на рис. В.3.3і В.3.4.

В даному випадку симетричне зниження активного опору ізоляції (дія вологи) призводить до погіршення умов горіння дуги – для її запалювання необхідно, щоб рівень ізоляції в фазі А погіршився значно більше, ніж в попередньому випадку. Різких коливань напруги зміщення нейтралі вже не спостерігається. Тому з впевненістю можна стверджувати, що симетричне зниження опору ізоляції призводить до зменшення рівнів перенапруг при дугових замиканнях на землю

Схожий ефект спостерігається коли виникає пошкодження в фазі В і виконується умови 4), але при цьому вплив симетричного зниження активного опору ізоляції на перенапруги в фазі В значно менший ніж в попередньому випадку.

Вплив вищих гармонік на процеси в РМ описаний в [75, 77-79].

При розгляді замикань на землю згідно із теорією симетричних складових [80] можна виділити систему напруг нульової послідовності, гармоніки якої кратні трьом. Також, при виникненні міжфазних замикань через перехідний опір актуальним є розгляд системи напруг зворотної послідовності (5, 7, 11... гармоніки). Розглянемо вплив цих процесів на стан ізоляції РМ з точки зору можливості виникнення перенапруг при цьому. Цей вплив згідно [81] часто має негативний характер, особливо на електродвигуни.

Оскільки ізоляція розподільної мережі має ємнісну складову реактивної провідності, тому можливий варіант резонансу ємності ізоляції з індуктивністю елементів, включених в мережу відносно землі, наприклад з індуктивністю ТНКІ, або силових трансформаторів мережі при неповнофазних режимах з

падінням проводу на землю [15, 22]. Але тут слід зауважити, що ТНКІ є малопотужними і не можуть вступати в резонанс з великою ємністю розгалуженої мережі, навіть на робочій частоті 50 Гц.

Дослідження (перебір параметрів) з допомогою ППП „MathCAD” показав, що резонанс можливий лише на основній частоті при варіанті включення ТНКІ в мережу з малою протяжністю, наприклад, з одним коротким фідером. Ця теза також підтверджується дослідженнями [16]. Вищі ж гармоніки не можуть призвести до виникнення резонансу ТНКІ з ємністю мережі при нормальному режимі роботи мережі.

Розглянемо варіант падіння проводу на землю і резонансу параметрів мережі з індуктивністю силового трансформатора 10(6)/0.4кВ. Зображеного в (додатку В) рис.В.3.5.

Дослідження авторів [15] вказують на те, що при такому варіанті розвитку пошкодження ізоляції можливе виникнення ферорезонансу зі зворотним чергуванням фаз із кратністю перенапруг в фазі В до  $3.8U_n$ . Це неминуче призводить до пробою ізоляції і виникнення ОЗЗ.

Також ферорезонанс ТНКІ з мережею можливий при виникненні дугових замикань на землю, оскільки індуктивність ТН є нелінійною і при протіканні надструмів перехідних процесів може змінюватись в широких межах. Дослідження [17-21] підтверджують дану тезу.

Розглянемо процес виникнення ферорезонансу при дугових замиканнях на землю. Розрахункова схема зображеного в (додатку В) рис.В.3.6.

В дослідженні [21] зроблено два важливі висновки про умови існування ферорезонансу при дугових замиканнях на землю:

- 1) стійкі процеси на частоті 25 Гц, які виникають після короткотривалих перенапруг, в т.ч. і після обриву зв'язку фази з землею при ОЗЗ;

2) при стійких дугових замиканнях на землю з паузами між пробоями 20 мс і більше; в даному випадку кожен наступний пробій відбувається при ще не згаслому попередньому і має місце підживлення.

В [23] якісно оцінено вплив резонансних процесів на перенапруги в мережі. При цьому проведено дослідження впливу параметрів мережі на перехідний процес. Це дало змогу оцінити кратність перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю.

Розрахунок перехідних процесів тут виконано з допомогою операторного методу. При горінні дуги використовується схема, представлена на рис.3.3.а), а після погасання дуги – на рис. 3.3.б)

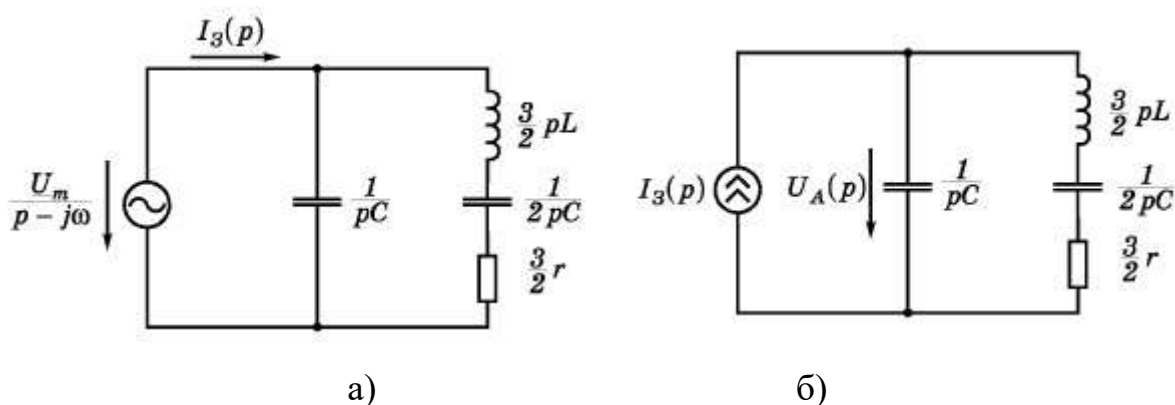


Рисунок 3.3 – Розрахункові схеми розрахунку струму дугового замикання на землю: а – при горінні дуги; б – після погасання дуги

В результаті визначено формулу аналітичної залежності напруги зміщення нейтралі від параметрів заступної схеми мережі для отримання якісної оцінки їх впливу на перехідний процес. Отримані автором [23] розрахункові кратності перенапруг підтверджують існування кратностей перенапруг до  $3.8U_{ном}$ .

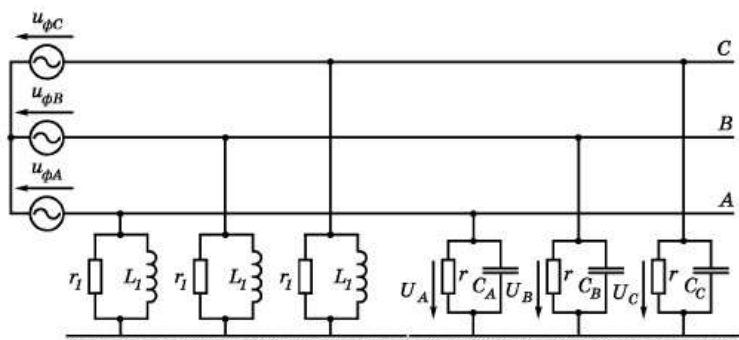


Рисунок 3.4 – Заступна схема трифазної мережі з врахуванням опорів трансформатора напруги

При цьому методи контролю ізоляції обов'язково повинні бути пристосовані до контролю параметрів ізоляції окремих фаз РМ, так як саме така реалізація дозволяє вірогідно оцінити перебіг процесів в ізоляції РМ і визначити її працездатність. Також в даних методах має бути забезпечений контроль як симетричного зниження активного опору ізоляції відносно землі, так і раптового виникнення пробоїв ізоляції в окремих фазах.

3.2 Розробка методу неперервного контролю ізоляції на основі контролю активного опору ізоляції і напруги в фазах мережі відносно землі

Згідно із формулою (2.1), для визначення потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю необхідно вимірювати напруги фаз мережі відносно землі  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  та активні провідності ізоляції фаз мережі відносно землі  $g_a$ ,  $g_b$ ,  $g_c$ . Так як неперервний методів контроль ізоляції окремих фаз, є складною задачею то пропонується замість активних провідностей ізоляції фаз відносно землі контролювати напруги фаз мережі  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  і загальний активний опір ізоляції відносно землі  $R_0$ , а активні провідності ізоляції фаз мережі відносно землі визначати шляхом розв'язання наступної системи нелінійних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \times \\ \times \sqrt{\left[ g_b + g_c + \frac{\omega C_0 (K_c - 1)}{3\sqrt{3}} \right]^2 + \left[ \frac{g_b - g_c}{\sqrt{3}} + \frac{\omega C_0 \cdot (1 + K_c) - 2B_L}{3} \right]^2} = U_A; \\ \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \times \\ \sqrt{\left[ g_a + g_c \right]^2 + \left[ \frac{g_c - g_a}{\sqrt{3}} + \frac{2\omega C_0 \cdot K_c - 2B_L}{3} \right]^2} = U_B; \end{array} \right. \quad (3.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \times \\ \sqrt{\left[ g_a + g_b + \frac{\omega C_0 \cdot (K_c - 1)}{3\sqrt{3}} \right]^2 + \left[ \frac{g_a - g_b}{\sqrt{3}} + \frac{\omega C_0 \cdot (1 + K_c) - 2B_L}{3} \right]^2} = U_c, \end{array} \right.$$

де  $K_c = C_{кр}/C_{сер}$  – коефіцієнт несиметрії ємностей крайніх фаз мережі відносно землі по відношенню до ємності середньої (може приймати значення в залежності від конструктивних особливостей ПЛЕП РМ в діапазоні  $K_c = 1 \cdot 1.05$ );

$C_0$  – загальна ємність мережі відносно землі (попередньо вимірюється, наприклад, методом контролю ізоляції з використанням режиму зміщення нейтралі мережі на середину вектора лінійної напруги і вважається незмінною в процесі подальших вимірювань  $C_0 = \text{const}$ );

$B_L$  – сумарна реактивна провідність всіх індуктивних елементів, підключених до РМ відносно землі (трансформаторів напруги контролю ізоляції типу ЗНОМ і НТМИ, а також дугогасильних реакторів ДГР і пристроїв для резонансного заземлення нейтралі).

В розділі 2 (див. п. 2.6.) докладно досліджено вплив різних допущень на похибку визначення потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю. Вона не перевищує 3.5% коли  $C_0 = \text{const}$ , а  $K_c = 1$ . Така похибка є допустимою



для задач контролю (допускається до 10%). Тому систему рівнянь (3.1) можна спростити до наступного вигляду:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \cdot \sqrt{[g_b + g_c]^2 + \left[ \frac{g_b - g_c}{\sqrt{3}} + \frac{2\omega C_0 \cdot K_c - 2B_L}{3} \right]^2} = U_A; \\ \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \cdot \sqrt{[g_a + g_c]^2 + \left[ \frac{g_a - g_c}{\sqrt{3}} + \frac{2\omega C_0 \cdot K_c - 2B_L}{3} \right]^2} = U_B; \\ \frac{1,5 \cdot U_f}{\sqrt{(1/R_0)^2 + (\omega C - B_L)^2}} \cdot \sqrt{[g_a + g_b]^2 + \left[ \frac{g_a - g_b}{\sqrt{3}} + \frac{2\omega C_0 \cdot K_c - 2B_L}{3} \right]^2} = U_C; \end{array} \right. \quad (3.2)$$

Розв'язок системи нелінійних рівнянь є досить складною задачею і вимагає використання у діагностичних комплексах і системах дуже складних і, відповідно, фінансово затратних мікропроцесорних контролерів, тому визначення потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю при вимірюванні  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$ ,  $U_f$  і  $R_0$  доцільно максимально спростити. Наприклад, для визначення  $\Delta P_{\text{із}}$  пропонується наступна розрахункова формула:

$$\Delta P_{\text{із}\Sigma} = \frac{U_f}{R_0 \cdot (U_A + U_B + U_C)} \cdot (U_A^2 + U_B^2 + U_C^2). \quad (3.3)$$

Дослідження похибки розрахункової формули (3.3) проводилось шляхом моделювання в ППП „МАТНСАД” зміни активних провідностей (активних опорів) фаз мережі відносно землі. При цьому досліджувалась сукупність таких варіантів зміни параметрів ізоляції:

1. Змінюється опір відносно землі в фазі А і В, а в фазі С – залишається незмінним при симетричних ємностях фаз відносно землі ( $K_c=1$ ) див. (додаток В) рис.В.3.7а.

2. Змінюється опір відносно землі в фазі В і С, а в фазі А – залишається незмінним при симетричних ємностях фаз відносно землі ( $K_c=1$ ) (рис.В.3.7 б).

3. Змінюється опір відносно землі в фазі А і С, а в фазі В – залишається незмінним при симетричних ємностях фаз відносно землі ( $K_c=1$ ) див. (додаток В) рис.В.3.7 в.

4. Змінюється опір відносно землі в фазі А і В, а в фазі С – залишається незмінним при  $K_c=1.05$  (рис.В.3.8 а).

5. Змінюється опір відносно землі в фазі В і С, а в фазі А – залишається незмінним при  $K_c=1.05$  див. (додаток В) рис.В.3.8 б.

6. Змінюється опір відносно землі в фазі А і С, а в фазі В – залишається незмінним при  $K_c=1.05$  див. (додаток В) рис.В.3.8 в.

При аналізі рисунків в (додатку В) рис.В.3.7 і В.3.8 встановлено, що відносна похибка методу не перевищує  $\xi < 5\%$  при рівні несиметрії активних провідностей ізоляції фаз відносно землі  $g_{Max}/g_{Min} < 10$ ,  $i\xi < 1\%$  при рівні несиметрії  $g_{Max}/g_{Min} < 5$ , що є цілком прийнятним, оскільки така значна несиметрія виникає поза зоною роботоздатності ізоляції згідно умов (2.3).

Отже, сумарна відносна похибка даного методу при визначенні потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю не перевищує  $\xi < 8.5\%$ , що є цілком прийнятним.

Результати досліджень показали що умови робото здатності виконуються і за критерієм безпеки при використанні даного методу контролю ізоляції: При заданих обмеженнях і допущеннях. Похибка методу не перевищує  $\xi < 3.5\%$ , що є також цілком прийнятним. Принципова схема реалізації метода показана на (Рис.3.13).

На рисунку в додатку В на рис.В.3.9: 1 – вторинна обмотка силового трансформатора; 2 – трансформатор напруги типу НТМИ; 3 – розподільна мережа; 4 – параметри ізоляції розподільної мережі відповідно до її заступної схеми; 5 – мікроконтролер, що слугує для збору і накопичення даних

вимірювань, а також для визначення роботоздатності ізоляції РМ; 6 – джерело постійного струму; 7 – сенсор опору для вимірювання загального опору РМ відносно землі (суміщені датчики струму і напруги для зняття ВАХ); 8 – додаткові сенсори для вимірювання струму в нейтралі НТМИ  $I_0$  (для визначення  $C_0$ ) і вологості повітря навколишнього середовища; 9 – сенсори напруги силового трансформатора (рVaB) та напруг фаз розподільної мережі відносно землі (рVa, рVB, рVc); 10 – основне заземлення НТМИ; 11 – резистор для обмеження внутрішнього опору кола постійного струму; 12 – фільтр для резонансного заземлення нейтралі первинної обмотки НТМИ та обмеження впливу змінної складової струму в колі накладання постійного струму; 13 – заземлення нейтралі первинної обмотки НТМИ, яке вилучається з кола шляхом його заміни резонансним фільтром 12 з метою уникнення шунтування сигналу постійного струму, що накладається на мережу; 14 – любий інший НТМИ, включений в розподільну мережу.

Пристрій працює так: за допомогою сенсорів 8 і 9 вимірюється  $\theta_0$ ,  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$ ,  $U_f$ ,  $I_0$  і  $R_0$  значення фаз і напруг, а також струм  $I_0$  і опір  $R_0$  які подаються на вхід і обробляються мікропроцесорним контролером 5, в якому реалізується у вигляді інструкцій мікропрограми розрахунковий алгоритм методу. На наступному етапі мікроконтролер на основі подальших розрахунків визначає роботоздатність ізоляції РМ з подальшою сигналізацією результатів.

Для визначення загальної ємності ізоляції мережі відносно землі використано залежність:

$$C_0 = \frac{1}{\omega \left[ X_{\text{ТНКИ}} - \sqrt{\left( \frac{I_0 \cdot n_{\text{ТНКИ}}}{\left( \frac{2U_A^2 - (U_C^2 + U_B^2)}{6U_f} \right)^2 + \left( \frac{U_C^2 + U_B^2}{2\sqrt{3}U_f} \right)^2} \right)^2 - R_0} \right]}, \quad (3.4)$$

де  $I_0$  – струм, виміряний в нейтралі ТН контролю ізоляції (НТМИ), А;

$X_{ТНКИ}$  – сумарний індуктивний опір всіх обмоток ТН контролю ізоляції відносно землі, Ом;

$I_{ТНКИ}$  – загальна кількість ТН контролю ізоляції в мережі;

$R_0$  - загальний активний опір ізоляції відносно землі, Ом;

$U_f$  – фазна напруга мережі, В.

При наявності в мережі ДГР формула (3.4) матиме наступний вигляд:

$$C_0 = \frac{1}{\omega \left[ X_{ТНКИ} - \sqrt{\left( \frac{I_0 \cdot \left( n_{ТНКИ} + \frac{X_{ТНКИ}}{X_{ДГР}} \right)}{\left( \frac{2U_A^2 - (U_C^2 + U_B^2)}{6U_f} \right)^2 + \left( \frac{U_C^2 + U_B^2}{2\sqrt{3}U_f} \right)^2} \right)^2 - R_0} \right]}, \quad (3.5)$$

де  $X_{ДГР}$  – загальний індуктивний опір обмоток ДГР відносно землі, Ом.

В даному пристрої похибка виникає при вимірюванні напруг і загального опору ізоляції відносно землі. На точність вимірювання цих параметрів буде впливати клас точності вимірювальних приладів і, як правило, рівень вищих гармонік в мережі, який може бути досить значним і викликати похибку при вимірюванні напруги до 2% і струму до 2.5%.

Таким чином, сумарна відносна похибка вимірювання напруги матиме дві складові:

$$\varepsilon_{U\Sigma} = \varepsilon_V + \varepsilon_{U_{В.Г.}},$$

де  $\varepsilon_V$  – максимальна відносна похибка вимірювача напруги (згідно класу точності пристрою);

$\varepsilon_{U_{в.г.}}$  – похибка вимірювання напруги, зумовлена впливом вищих гармонік.

Аналогічно і для струмових характеристик –  $\varepsilon_{I\Sigma} = \varepsilon_I + \varepsilon_{I_{в.г.}}$ .

При вимірюванні активного опору ізоляції відносно землі шляхом зняття ВАХ з допомогою сенсора 7 (див. рис.3.13) виникатиме наступна відносна

похибка:  $\varepsilon_R = \frac{\varepsilon_{I\Sigma}}{\varepsilon_{U\Sigma}}$ .

Отже, при використанні методу середніх квадратів до виразу (3.3), отримаємо вираз для сумарної метрологічної похибки

$$\varepsilon_{\Sigma} = \sqrt{\varepsilon_{U\Sigma}^2 + \left(\frac{3\varepsilon_{U\Sigma}}{\varepsilon_{I\Sigma}}\right)^2 + 6\varepsilon_{U\Sigma}^2} = \sqrt{7\varepsilon_{U\Sigma}^2 + \frac{9^2\varepsilon_{U\Sigma}}{\varepsilon_{I\Sigma}^2}}.$$

Прийнявши, що сенсори напруги і струму (для зняття ВАХ) мають клас точності 1, а похибка від впливу вищих гармонік по струму і напрузі складає, відповідно, 2% і 2.5%, то сумарна похибка діагностичного комплексу не перевищує  $\varepsilon_{\Sigma} = 8.34\%$ .

### 3.3 Розробка методу періодичного контролю параметрів ізоляції фаз розподільних мережах

Основні положення даного методу докладно описано в [70].

Даний метод контролю ізоляції ґрунтується на принципі зміщення нульової точки трикутника напруг на середину вектора лінійної напруги. При цьому напруга зміщення нейтралі повинна бути такою:

$$U_0 = - \frac{U_{\phi}}{2}.$$

Це досягається шляхом ввімкнення в мережу відносно землі зірочки провідностей, які налагоджені у послідовний резонанс.

Таким чином, відносно фаз мережі і землі з'являється додаткова

провідність 
$$\underline{Y}_d = \frac{1}{r_{др} + j\omega L - \frac{j}{2\omega C}}$$
. Параметри дроселя і конденсаторів

підбирають так, щоб  $\omega L = \frac{1}{2\omega C}$ ,  $r_{др} \rightarrow 0$ .

Принципова схема для даного методу зображена на рис.3.14. На рис.3.14: 1 – ВАФ приклад для вимірювання величини струму і кута його зміщення відносно вектора лінійної напруги; 2 – вимірювальний трансформатор напруги; 3 – елементи зірочки провідностей для створення зміщення нейтралі; 4 – вимикачі (рубильники) для попарного вмикання ємностей  $C_1$ ,  $C_2$  і  $C_3$  відповідно до фази, відносно якої проводяться вимірювання; 5 – запобіжники; 6 – електростатичні кіловольтметри для вимірювання напруги фаз мережі відносно землі.

З допомогою ВАФ вимірюють струм у нижньому промені зірочки  $I_0$  і його кут зміщення  $\varphi_0$  відносно лінійної напруги  $U_{BA}$  (враховано трансформацію даної напруги і її поворот при цьому на  $180^\circ$ ). Вимикачі (рубильники) Q1, Q2, Q3 замикаються попарно: при вимірюванні у фазі А замикаються Q2 і Q3, у фазі В – Q1 і Q3, у фазі С – Q1 і Q2.

В результаті вмикання зірочки верхніми променями в фази В і С, напруга фази А відносно землі зростає до величини  $1.5U_\phi$ , а напруги фаз В і С зменшуються до величин  $0.5U_\phi$  і знаходяться в протифазі при любых значеннях провідностей фаз мережі відносно землі (див. рис. 3.6. а). Така ж ситуація буде спостерігатись при ввімкненні зірочки в інші дві попарні комбінації фаз відповідно.



а) – пояснення принципу зміщення нейтралі б) – пояснення до формул для визначення параметрів ізоляції фаз на основі показів ВАФу.

Тут слід також зауважити, що на практиці не здійсненним є ідеалізований випадок, коли нульова точка  $O$  трикутника напруг знаходиться точно на середині вектора лінійної напруги. Існує ряд факторів, які призводять до зміщення нульової точки трикутника напруг  $O$  в точку  $O'$ , до яких належать:

1. Наявність активного опору дроту  $r_{др}$  в зірочці провідностей.
2. Несиметрія лінійних напруг мережі.

Параметри ізоляції згідно векторної діаграми, зображеної на рис. 3.6 б), можна визначити шляхом розв'язання наступної системи лінійних рівнянь відносно активних провідностей і ємностей фаз мережі відносно землі.

$$\left\{ \begin{array}{l} g_a + \frac{\omega}{\sqrt{3}} \cdot (C_b - C_c) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0A}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0A} - 30^\circ); \\ g_b + \frac{\omega}{\sqrt{3}} \cdot (C_c - C_a) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0B}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0B} - 150^\circ); \\ g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}} \cdot (C_a - C_b) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0C}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0C} + 90^\circ); \\ \frac{g_c - g_b}{\sqrt{3}} + \omega \cdot C_a - \frac{B_L}{3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0A}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0A} - 30^\circ); \\ \frac{g_a - g_c}{\sqrt{3}} + \omega \cdot C_b - \frac{B_L}{3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0B}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0B} - 150^\circ); \\ \frac{g_b - g_a}{\sqrt{3}} + \omega \cdot C_c - \frac{B_L}{3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0C}}{1.5 U_{л}} \cdot \cos(\varphi_{0C} - 30^\circ), \end{array} \right. \quad (3.6)$$

де  $g_a, g_b, g_c$  – активні провідності фаз РМ відносно землі;



$C_A, C_B, C_C$  – ємності фаз РМ відносно землі;  $I_{0A}, I_{0B}, I_{0C}$  – виміряні значення струму в зірочці провідностей;

$\varphi_{0A}, \varphi_{0B}, \varphi_{0C}$  – кути зміщення між струмом в зірочці  $I_0$  і лінійною напругою  $U_{BA}$ ;

$\omega$  – кутова частота мережі;

$U_L$  – лінійна напруга джерела живлення;

$V_L$  – сумарна реактивна провідність всіх індуктивних елементів, підключених до РМ відносно землі (трансформаторів напруги контролю ізоляції типу ЗНОМ і НТМИ, а також дугогасних реакторів ДГР і пристроїв для резонансного заземлення нейтралі).

Систему рівнянь (3.6) можна розв'язати точним методом, якщо звести різниці  $C_B - C_c, C_c - C_a, C_a - C_B$  до нуля. Тоді ми легко зможемо визначити  $g_A, g_B, g_C$  і, далі відповідно  $C_a, C_B, C_c$  на основі рівнянь системи (3.6). В даному випадку пропонується визначити співвідношення між  $C_a, C_B, C_c$  з допомогою введення додаткової змінної ємності  $dC$ .

Результати вимірювань при введенні додаткової змінної ємності представимо у вигляді функції залежності від  $dC$ :

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{0A}}{1.5U_e} \cdot \cos(\varphi_{0A}) = f(dC) \rightarrow \min. \quad (3.7)$$

Всього, може бути лише 6 комбінацій співвідношень між  $C_a, C_B, C_c$ :

- 1)  $C_a > C_B > C_c$  – визначимо лише  $g_B$ ;
- 2)  $C_a > C_c > C_B$  – визначимо  $g_B$  і  $g_a$ , а через  $g_0$  і  $g_c$ ;
- 3)  $C_B > C_c > C_a$  – визначимо лише  $g_c$ ;
- 4)  $C_B > C_a > C_c$  – визначимо  $g_B$  і  $g_c$ , а через  $g_0$  і  $g_a$ ;
- 5)  $C_c > C_a > C_B$  – визначимо лише  $g_a$ ;
- 6)  $C_c > C_B > C_a$  – визначимо  $g_c$  і  $g_a$ , а через  $g_0$  і  $g_B$ .

Як бачимо, варіанти 2), 4), 6) дозволяють визначити параметри ізоляції шляхом введення додаткової ємності у відповідні фази. Для варіантів 1), 3), 5) замість додаткової ємності потрібно вводити додаткову змінну активну провідність  $dg$ . При цьому результат вимірювань теж можна подати у вигляді функції

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{0A}}{1.5U_{\text{л}}} \cdot \cos(\varphi_{0A}) = f(dg) \rightarrow \min. \quad (3.8)$$

При проведенні вимірювання в фазі А (зірочка провідностей вмикається в фазу В і С) додаткова активна провідність вводиться в фазу С. Її величина збільшується до тих пір, поки функція  $f(dg)$  не набуде своєї мінімальної величини, при цьому  $f(dg) = C_a$ . Якщо функція  $f(dg) \rightarrow \infty$ , це означає, що  $g_c > g_b$ . Всього може бути теж лише 6 комбінацій співвідношень між  $g_A, g_B, g_C$ :

Для зручності вимірювань введення додаткової ємності і активної провідності пропонується проводити одночасно. Наприклад, при проведенні вимірювань в фазі А (зірочка провідностей вмикається в фазу В і С) ємність потрібно вводити в фазу С, а провідність – в фазу В; при вимірюванні в фазі В ємність вводиться в фазу С, а провідність – в фазу А; при вимірюваннях в фазі С ємність вводиться в фазу А, а провідність – в фазу В. (для простоти, при вимірюванні в послідовності А-В-С ємність вводиться в послідовності В-С-А, а активна провідність С-А-В).

Отже, у випадку співвідношень між ємностями і активними провідностями 2), 4), 6), 8), 10), 12) – параметри ізоляції  $g_A, g_B, g_C$  і  $C_A, C_B, C_C$  можна визначити одразу користуючись даною методикою.

У випадку комбінацій з варіантів 1), 3), 5), 7), 9), 11) можна визначити лише одну провідність якоїсь з фаз і ємність цієї ж або іншої фази. Тому, знайдену провідність і ємність потрібно підставити у систему лінійних рівнянь (3.6) і розв'язати її любим точним методом. При цьому ми матимемо лише один

розв'язок при будь-якій комбінації провідності і ємності фаз, що підставляється в систему (3.6).

### Висновок до розділу 3

1. Виникнення ОЗЗ через перехідний опір призводить до появи перенапруг і виникнення умов для пошкодження ізоляції в інших фазах мережі.

2. Дугові замикання на землю з частотою загоряння дуги більше одного періоду промислової частоти також призводять до значних перенапруг і можуть спонукати появу пошкоджень в інших непошкоджених фазах мережі. При цьому спостерігаються значні коливання напруги зміщення нейтралі  $U_0$ , що досягають 10 кВ по амплітуді.

3. Виникнення пошкодження в сусідній фазі при дуговому замиканні на землю призводить до перенапруг в ній відносно землі, що спонукає подальший розвиток пошкодження і його переростання у двохфазне замикання на землю.

4. У випадках включення ТНКІ в мережу малої протяжності (з малими ємнісними струмами на землю) можливими стають резонансні процеси на промисловій частоті, що призводить до виникнення перенапруг і пробоїв ізоляції.

5. Ферорезонансні явища, що виникають при дугових замиканнях на землю, також спонукають виникнення значних перенапруг і пошкодження ізоляції, а також обмоток ТНКІз-за протікання по ним значних струмів перехідних процесів.

6. У випадку комбінацій з варіантів 1), 3), 5), 7), 9), 11) п.3.3 можна визначити лише одну провідність якоїсь з фаз і ємність цієї ж або іншої фази. Тому, знайдену провідність і ємність потрібно підставити у систему лінійних рівнянь (3.6) і розв'язати її будь-яким точним методом. При цьому ми матимемо

лише один розв'язок при будь-якій комбінації провідності і ємності фаз, що підставляється в систему (3.6).

Мета даної магістерської роботи є визначення умов роботоздатності ізоляції повітряних розподільних мереж шляхом врахування параметрів електробезпеки і витікання струму на землю в умовах експлуатації.

Відповідно до поставленої мети в даному розділі розв'язуються такі задачі:

- дослідження діагностичної моделі для визначення умов роботоздатності ізоляції РМ;

#### 4 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНОГО ДІАГНОСТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ КОНТРОЛЮ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ

Основною задачею ДККПІ є виявлення пошкоджень ізоляції РМ відносно землі на ранніх стадіях їх розвитку, що дозволяє підвищити рівень надійності, безпеки експлуатації і економічності функціонування розподільних мереж напругою 6-10 кВ. Це досягається шляхом зменшення кількості відмов, пов'язаних з пошкодженням ізоляції (ОЗЗ і міжфазних КЗ), при застосуванні контролю показників роботоздатності ізоляції. В якості основного критерію для оцінки ефективності застосування ДККПІ будемо використовувати річний недовідпуск електроенергії від виникнення ОЗЗ, а також рівень економії електроенергії від виявлення ділянок РМ з понаднормативними втратами в ізоляції і їх усунення.

Отже, річний недовідпуск електроенергії через виникнення ОЗЗ в розподільній мережі 10 кВ можна визначити як

$$\Delta W = P \cdot L \cdot \omega_{\text{ОЗЗ}}^0 (\tau_{\text{ОЗЗ}} + p_{\text{КЗ}} \tau_{\text{КЗ}}), \quad (4.1)$$

де  $P$  - потужність споживачів, що підключені до мережі (кВт);

$L$  – сумарна протяжність розподільної мережі, км;

$\omega_{\text{ОЗЗ}}^0$  - питома частота ОЗЗ (рік·км)<sup>-1</sup> ( $\omega_{\text{ОЗЗ}}^0 = 0.88$ );

$\tau_{\text{ОЗЗ}}^0, \tau_{\text{КЗ}}$  - відповідно, час пошуку ОЗЗ та к.з. (год);

$p_{\text{КЗ}}$  - ймовірність переходу ОЗЗ в стійкі відмови, якщо час існування режиму  $t_{\text{о.з.з.}} \geq 4$  год ( $p_{\text{КЗ}} = 0.35$ ).

Застосування ДККПІ дозволяє зменшити кількість відмов та час їх пошуку, а тому і недовідпуск електроенергії, тобто

$$\delta\Delta W = P \cdot L \cdot \frac{\omega_{O33}^0 (\tau_{O33} + p_{K3} \tau_{K3}) - \xi \omega_{O33}^0 \tau_{O33}}{M_e}, \quad (4.2)$$

де  $M_e$  – коефіцієнт ефективності обраної стратегії пошуку місць пошкоджень ізоляції при застосуванні ДККПІ (для спрощення методики розрахунку приймаємо рівним 1.5, вважаючи, що розроблений ДККПІ дозволяє підвищити ефективність пошуку місць пошкодження і знизити час простою на 50% при почерговій перевірці всіх ділянок (фідерів) РМ шляхом проведення комутацій за спеціальним алгоритмом);

$\xi = 0,33$  – коефіцієнт, що враховує зменшення наслідків відновлення електропостачання за результатами контролю ізоляції в порівнянні з раптовими відмовами. ДККПІ доцільно застосовувати, коли

$$B_H \delta\Delta W \geq B_{\text{ДККПІ}}, \quad (4.3)$$

де  $B_{\text{ДККПІ}}$  – витрати на виготовлення, обладнання та обслуговування ДККПІ;

$B_H$  – питомі витрати підвищення надійності;

$B_H = 2 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$ .

Порівнюючи ліву та праву частину цього виразу і враховуючи рівняння (4.2), можна отримати рівняння для граничного значення навантаження мережі

$$P_{\text{гр}} = B_{\text{ДККПІ}} \left\{ B_H L \left[ \omega_{O33}^0 (\tau_{O33} + p_{K3} \tau_{K3}) - \xi \omega_{O33}^0 \tau_{O33} \right] \right\}^{-1}. \quad (4.4)$$

Із (4.4) можна знайти залежність  $P_{\text{гр}} = f(L)$ , але краще таку залежність визначати у відносних одиницях

$$P_{\text{гр}}^* = \frac{P_{\text{гр}}}{B_{\text{ДККПІ}}} \left\{ B_H L \left[ \omega_{O33}^0 (\tau_{O33} + p_{K3} \tau_{K3}) - \xi \omega_{O33}^0 \tau_{O33} \right] \right\}^{-1}.$$

Частоту відмов ПЛ 10 кВ можна визначити як

$$\omega = (\omega_{\text{оп}}^0 + \omega_{\text{д}}^0 + \omega_{\text{із}}^0 + \omega_{\text{сп}}^0 + \omega_{\text{ін}}^0) L,$$

де складові правої частини формули – частоти відмов через пошкодження опор, дротів, ізоляції, складних пошкоджень та інших причин, що визначаються за статистичними даними:  $\omega_{\text{оп}}^0 = 0,04$ ;  $\omega_{\text{д}}^0 = 0,035$ ;  $\omega_{\text{із}}^0 = \omega_{\text{кз}}^0 + \omega_{\text{озз}}^0 = 0,25 + 0,88 = 1,1$ ;  $\omega_{\text{сп}}^0 = 0,025$ ;  $\omega_{\text{ін}}^0 = 0,05$  (рік · км).<sup>-1</sup>

Рішення про доцільність застосування діагностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції для конкретної розподільної мережі ПС енергосистеми (з вхідними даними  $P_i$ ,  $L_i$ ) приймається в залежності від положення на графіку точки з координатою  $\left( \frac{P_i}{V_{\text{ДККП}}}, L_i \right)$ .

Для визначення оціночного значення рівня понаднормативних втрат електроенергії від струмів стікання на землю в реальній розподільній мережі напругою 6-10 кВ з визначеною сумарною довжиною всіх ділянок повітряних і кабельних ЛЕП пропонується наступна формула:

$$\Delta W_{\text{із}}^{\text{понаднорм.оц}} = \Delta W_{\text{із}}^{\text{норм}} \cdot (k_{\text{п.н}} \cdot k_{\text{п.і}} \cdot k_{\text{ох.з}} \cdot k_{\text{с.із}} - 1), \quad (4.5)$$

де  $\Delta W_{\text{із}}^{\text{норм}}$  – нормативні втрати електроенергії в ізоляції РМ від струмів стікання на землю, розраховані згідно методики [71];

$K_{\text{п.н}}$  – коефіцієнт, що враховує виникнення понаднормативних втрат в ізоляції із-за підвищення рівня напруги на збірних шинах 10(6) підстанцій енергосистеми ( $1.1-1.15U_{\text{ном}}$ ) з допомогою РПН для компенсації падіння напруги в фідерах довжиною більше 40 км із-за втрат в мережі (в т.ч. і в ізоляції – приймається рівним  $K_{\text{п.н}} = 1.15^2 = 1.32$ );

$K_{п.і}$  – коефіцієнт, що враховує збільшення кількості пошкоджень ізоляції із-за підвищення напруги на збірних шинах 10 кВ ПС 110(35)/10 кВ вище номінальної (пропонується приймати рівним  $K_{п.і}=1.05$ );

$K_{ох.з}$  – коефіцієнт, що враховує стан охоронної зони ПЛЕП (наявність віток дерев, через які може виникати пробій на землю – пропонується приймати рівним  $K_{ох.з}=1.2$ );

$K_{с.із}$  – коефіцієнт, що враховує стан ізоляторів ПЛЕП (наявність значних забруднень і пошкоджень на поверхні ізоляторів із-за недостатніх експлуатаційних заходів – пропонується приймати рівним  $K_{с.із}=1.1$ ).

Значення коефіцієнтів  $K_{п.н}$ ,  $K_{п.і}$ ,  $K_{ох.з}$ ,  $K_{с.із}$  отримані шляхом аналізу статистичних даних по основним причинам відключень в РМ 6-10 кВ ПАТ „АК Вінницяобленерго”, приведених в табл. 1.1. і 1.2 (див. розділ 1).

Проведемо усі необхідні техніко-економічні розрахунки, використовуючи наступні початкові дані:

1. Розглядається розподільна мережа одного із структурних підрозділів енергопостачальної компанії (Замостянських районних електричних мереж) з сумарною довжиною всіх ПЛ – 758 км, всіх КЛ – 86,5 км (всього 60 фідерів 10 кВ від 12 ПС 110(35)/10 кВ із встановленою потужністю 150,162 МВт при середньому коефіцієнті завантаженості  $k_3=0.13$ ). Середньозважена сумарна потужність усіх підключених споживачів становить  $P=0.13 \cdot 150.162=19,52$  МВт.

2. Сумарні нормативні втрати в ізоляції (згідно розрахунків по методиці [95]) в 2012р. склали  $W_{із}^{норм} = 1357800$ кВт.год.

3. За 2012р. кількість пошкоджень ізоляції ПЛ 10 кВ відносно землі склала 46. При цьому середній час пошуку місця виникнення ОЗЗ склав  $\tau_{ОЗЗ} = 12$ год, а час пошуку місця к.з.  $\tau_{кз} = 5$ год.

4. Загальні витрати на ремонт і обслуговування розподільних мереж 10 кВ в 2012р. склали 184.3 тис.грн., з них на розчистку охоронної зони ПЛЕП витрачено 12.5 тис. грн.



Визначимо річний економічний ефект від зменшення понаднормативних втрат в ізоляції при застосуванні ДККП.

Спочатку розрахуємо оціночне значення понаднормативних втрат в ізоляції за формулою (4.5).

$$\Delta W_{із}^{\text{понаднорм.оц}} = 1357800 (1.32 \cdot 1.05 \cdot 1.2 \cdot 1.1 \cdot 1) = 1126322 \text{ кВт.год.}$$

При застосуванні ДККП понаднормативні втрати в ізоляції можна суттєво зменшити і довести до економічно обґрунтованого рівня шляхом контролю потужності втрат в ізоляції від струмів стікання на землю і більш оптимального проведення експлуатаційних заходів (розчистка охоронної зони ПЛЕП, очищення прохідних ізоляторів на КТП від забруднень і т.п.) в залежності від даного показника (по результатам контролю).

Економічно обґрунтованим рівнем будемо вважати зменшення втрат в ізоляції до рівня нормативних.

Отже, річна економія коштів від зменшення понаднормативних втрат в ізоляції при застосуванні ДККП

$$E_{із}^{\text{ДККП}} = \Delta W_{із}^{\text{понаднорм.оц}} \cdot c_{\text{ср}}, \quad (4.6)$$

де  $c_{\text{ср}} = 0.285$  грн/кВт.год – середнє значення відпускнуго тарифу на електроенергію для споживачів в РМ енергопостачальної компанії (усереднення між тарифом для населення і тарифом 2 класу для підприємств).

$$E_{із}^{\text{ДККП}} = 1126322 \cdot 0.285 = 321002 \text{ грн.}$$

Визначимо річний недовідпуск електроенергії із-за виникнення ОЗЗ по формулі (4.2), враховуючи, не більше ніж 2 фідери 10 кВ з 60 наявних

вимикаються при виникненні пошкоджень ізоляції. В базовому варіанті (без застосування ДККПІ):

$$\delta\Delta W_{\text{ОЗЗ}}^{\text{б}} = \frac{2}{60} \cdot 19489 \cdot 758 \cdot 0.88 \cdot (12 + 0.35 \cdot 5) = 5960977 \text{ кВт.год.}$$

При застосуванні ДККПІ зменшення річного недовідпуску від виникнення ОЗЗ становить

$$\delta\Delta W_{\text{ОЗЗ}}^{\text{ДККПІ}} = \frac{2}{60} \cdot 19489 \cdot 758 \cdot \frac{0.88 \cdot (12 + 0.355) - 0.33 \cdot 0.85 \cdot 12}{1.5} = 2829477 \text{ кВт.год.}$$

Економія коштів від зменшення річного недовідпуску електроенергії при застосуванні ДККПІ

$$E_{\text{К}}^{\text{ДККПІ}} = (\delta\Delta W_{\text{ОЗЗ}}^{\text{ДККПІ}}) \cdot E_{\text{В}_n}, \quad (4.7)$$

де  $E_{\text{В}_n}$  – питомі економічні втрати енергопостачальної компанії від нереалізованої комерційної вигоди через недовідпуску електроенергії споживачу, грн/кВт.год.

$$E_{\text{В}_n} = c_{\text{сер}} - C_{\text{пок}} \cdot K_{\text{норм}},$$

де  $C_{\text{пок}}$  – базовий тариф на покупку електроенергії з Енергоринку (для енергопостачальної компанії може знаходитись в межах  $C_{\text{пок}}=0,1750,19$  грн/кВт.год – приймаємо рівним  $C_{\text{пок}}=0.188$  грн/кВт.год – за даними від ПАТ „АК Вінницяобленерго”);

$K_{\text{норм}}=1.05$  – коефіцієнт, що враховує подорожчання електроенергії при її транзиті по мережах 110(35) кВ до периметру 10 кВ РМ районних електричних

мереж. Отже,  $E_{Вн} = 0.285 - 0.188 \cdot 1.05 = 0.0876$  грн/кВт.год.  $E_{к_{ОЗЗ}}^{ДККП} = 2829477 \cdot 0,0876 = 247862$  грн.

Користуючись формулою (4.3) визначимо для кожної ПС доцільність встановлення на них ДККП для двох варіантів завантаженості мережі (реального  $k_n=0.13$  і оптимального  $k_n=0.9$ ).

Результати розрахунків представлено в таблиці 4.1.

| ПС              | L, км  | P <sub>ном</sub> , МВт | Кількість фідерів | P <sub>сер</sub> при $k_n=0,13$ | P <sub>сер</sub> при $k_n=0,9$ | B <sub>н</sub> $\delta\Delta W^*$ грн при $k_n=0,13$ | B <sub>н</sub> $\delta\Delta W^*$ грн при $k_n=0,9$ |
|-----------------|--------|------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|--|---|
| ПС Агро-номічне | 73.330 | 16.34                  | 5                 | 14.728                          | 2.124                          | 6 912  | 47 931  |
| ПС Вороновиця   | 75.470 | 15.61                  | 7                 | 14.059                          | 2.027                          | 4 851  | 33 636  |
| ПС Лаврівка     | 80.160 | 15.54                  | 9                 | 13.990                          | 2.017                          | 3 987  | 27 650  |
| ПС Міз. Хутора  | 35.200 | 6.626                  | 4                 | 5.963                           | 0.860                          | 1 679  | 11 645  |
| ПС Степанівка   | 29.020 | 5.903                  | 4                 | 5.313                           | 0.766                          | 1 233  | 8 553   |
| ПС Тюшка-тяга   | 39.660 | 6.021                  | 3                 | 5.419                           | 0.781                          | 2 292  | 15 897  |
| ПС Східна       | 28.410 | 5.756                  | 1                 | 5.180                           | 0.747                          | 4 710  | 32 659  |
| ПС Західна      | 118.40 | 28.294                 | 7                 | 25.465                          | 3.672                          | 13 786   | 95 595  |
| ПС Північна     | 34.230 | 9.795                  | 4                 | 8.816                           | 1.271                          | 2 414  | 16 740  |
| ПС Південна     | 22.200 | 4.621                  | 2                 | 4.159                           | 0.600                          | 1 477  | 10 244  |
| ПС Нова         | 91.390 | 16.879                 | 6                 | 15.191                          | 2.191                          | 7 405  | 51 346  |
| Сума            | 758.3  | 150.1                  | 60                | 19.489                          | 135.14                         | 59 573   | 413 101   |

Продовження таблиці 4.1

| ПС             | При $k_n=0,13$               |                              |                               | При $k_n=0,9$                |                              |                               |
|----------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
|                | Доцільність встанов. НП ДККП | Доцільність встанов. ПП ДККП | Загальні витрати На ДККП, грн | Доцільність встанов. НП ДККП | Доцільність встанов. ПП ДККП | Загальні витрати На ДККП, грн |
| ПС Агрономічне | +                            | -                            | 6 765                         | +                            | +                            | 16 713                        |
| ПС Вороновиця  | -                            | -                            | 0                             | +                            | +                            | 16 713                        |
| ПС Лаврівка    | -                            | -                            | 0                             | +                            | +                            | 16 713                        |
| ПС Міз. Хутора | -                            | -                            | 0                             | +                            | -                            | 6 765                         |
| ПС Степанівка  | -                            | -                            | 0                             | +                            | -                            | 6 765                         |
| ПС Тюшка-тяга  | -                            | -                            | 0                             | +                            | -                            | 6 765                         |
| ПС Східна      | -                            | -                            | 0                             | +                            | +                            | 16 713                        |
| ПС Західна     | +                            | -                            | 6 765                         | +                            | +                            | 16 713                        |
| ПС Північна    | -                            | -                            | 0                             | +                            | -                            | 6 765                         |
| ПС Південна    | -                            | -                            | 0                             | +                            | -                            | 6 765                         |
| ПС Нова        | +                            | -                            | 6 765                         | +                            | +                            | 16 713                        |
| Сума           | 4                            | 0                            | 27 060                        | 12                           | 7                            | 150 815                       |

Розрахунок  $V_n \delta \Delta W$  проводився за умов, що на окремо взятій ПС вимикається максимум 2 фідери 10 кВ при виникненні пошкодження ізоляції.

Загальні витрати на впровадження ДККПІ на ПС розраховуються по формулі:

$$V_{\text{ДККПІ}} = V_{\text{НПДККПІ}} + V_{\text{ППДККПІ}}^{\text{ВАФ}} + V_{\text{ППДККПІ}}^{\text{КОМ}} / n_{\text{ППДККПІ}}, \quad (4.8)$$

де  $V_{\text{НПДККПІ}} = 6765$  грн. – витрати на встановлення НП ДККПІ

$V_{\text{ППДККПІ}}^{\text{КОМ}} = 9325$  грн. – витрати на встановлення комірки ПП ДККПІ;

$V_{\text{ППДККПІ}}^{\text{ВАФ}} = 4600$  грн. – витрати на придбання ВАФ;

$n_{\text{ППДККПІ}}$  – кількість ПС, на яких доцільним є встановлення ПП ДККПІ.

Отримані результати показали, що за умов врахування реального коефіцієнта завантаженості мереж  $k_3 = 0.13$ , впровадження ДККПІ в повному обсязі (НП ДККПІ + ПП ДККПІ) на всіх ПС є недоцільним, якщо за критерій доцільності брати витрати на підвищення надійності електропостачання. При цьому доцільним є встановлення НП ДККПІ на 4-ох ПС.

За умов, коли  $k_3 = 0.9$ , впровадження ДККПІ в повному обсязі є доцільним на 7 ПС з 12. На 5-ти ПС доцільним буде обмежитись встановленням НП ДККПІ.

Загальні витрати на впровадження ДККПІ в окремому районному підрозділі енергопостачальної компанії (Замостянські ЕМ) можна визначити за формулою:

$$V_{\Sigma}^{\text{ДККПІ}} = C^{\text{ДККПІ}} + E_n \cdot K^{\text{ДККПІ}},$$

де  $C^{\text{ДККПІ}}$  – собівартість ДККПІ, згідно таблиці. 4.7, складає

$$C^{\text{ДККПІ}} = V_{\text{ДККПІ}\Sigma} \cdot k_{\text{обс}} = 150815 + 1,05 \cdot 158355 \text{ грн.},$$

де  $K_{обс}=1.05$  – коефіцієнт, що враховує витрати на обслуговування ДККП в собівартості);

$E_n=0.15$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$K^{ДККП}$  – капіталовкладення на побудову ДККП ( $K^{ДККП} = V_{ДККП\Sigma} = 150815$  грн.). Отже,  $V_{\Sigma}^{ДККП} = 158355 + 0.15 \cdot 150815 = 180978$  грн.

Визначимо сумарний річний економічний ефект від впровадження ДККП:

$$E\phi_{\Sigma}^{ДККП} = E\phi_{із}^{ДККП} E_{к_{ОЗЗ}}^{ДККП} - V_{\Sigma}^{ДККП} \quad (4.9)$$

$$E\phi_{\Sigma}^{ДККП} = 321002 + 247862 - 150815 = 418049 \text{ грн.}$$

Розрахунковий термін окупності ДККП:

$$T_{окуп}^{ДККП} = \frac{V_{\Sigma}^{ДККП}}{E\phi_{\Sigma}^{ДККП}} \cdot 12 = \frac{180978}{418049} \cdot 12 = 5,6 \text{ місяців.}$$

Отриманий термін окупності є меншим одного року і вказує на високу прибутковість впровадження ДККП.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 5.1 Задачі розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці це стосується і робіт пов'язаних з електромонтажем лінії напругою 6-35 кВ, які працюють в складі [84] електроенергетичної системи України.

Заміну штирьового ізолятора виконують у разі пошкодження його фарфору або глазури, а також при незадовільному стані його ізоляції, зміряним мегаомметром.

Як правило, заміну такого ізолятора виконують при відключеному положенні ВЛ. Ізолятор (на проміжній опорі) звільняють від дроту, для цього розплітають дротяну в'язку, знімають дріт і згортають ізолятор з пластмасового ковпачка, напресованого на штир. Потім намотують новий ізолятор на штир і новою дротяною в'язкою прикріплюють дріт.

Заміну підвісного ізолятора в гірляндах ПЛ виконують при знятій напрузі з траверси або стійки опори. За допомогою каната, перекинутого через нерухомий блок, підтягають дріт до траверсі, послаблюючи натягнення гірлянди, після чого монтер, що знаходиться на траверсі або на стійці, розчіпляє гірлянду і замінює дефектний ізолятор новим.

Виправку положення опори, що нахилилася, ПЛ до 10 кВ проводять за допомогою лебідки, заздалегідь розкопавши ґрунт у підстави опори. Після установки опори в нормальне положення перевіряють її вертикальність вздовж і поперек осі ПЛ, а потім закріплюють в ґрунті, щільно її утрамбовувавши.

Якщо опора нахилилася в результаті ослаблення бандажа, проводять його підтяжку.

В процесі роботи лінії 6-35 кВ періодично виникають пошкодження, які необхідно ліквідувати, але для цього в першу чергу необхідно продумати забезпечення безпеки. При електромонтажі в лінії ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з роботою під напругою, оскільки відомо, що даний вид робіт може виконуватися без зняття напруг, із зняттям напруг.

Під час тривалої експлуатації лінії електропередач, з часом на ній може виникнути аварійний стан. Внаслідок чого виникає ризик ураження людини електричним струмом.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вітряків вимотається рішення цілого комплексу питань з охорони праці обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з електромонтажем лінії напругою 6-35 кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі лінії 6-35 кВ. Розрахувати параметри грозозахисту електричного обладнання лінії.

3. Описати основні протипожежні при виконанні робіт лінії електропередач.



## 5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з електромонтажем ЛЕП напругою 6-35 кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює експлуатацію та технічне обслуговування ПЛ напругою 6-35 кВ, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 (додаток В)

вважаються роботи, що виконуються на висоті більше 5 м від поверхні землі, перекриття або робочого настилу, над якими робляться роботи безпосередньо з конструкцій опор ЛЕП, стовпи вуличного освітлення при їх монтажі або ремонті, при цьому основним засобом, що оберігає працівників від падіння, являється запобіжний пояс.

Причини падіння працівників з висоти опор:

- а) технічні - відсутність обгороджувальних, запобіжних поясів, недостатня міцність і стійкість лісів, настилів, люльок, сходів;
- б) технологічні - недоліки в проектах виробництва робіт по монтажу опор ЛЕП, щогл освітлення, неправильна технологія ведення робіт;
- в) психологічні - втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи;
- г) метеорологічні - сильний вітер, низька і висока температури повітря, дощ, сніг, туман, ожеледь.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з електромонтажем ліній напругою 6-35 кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризико орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі(під час роботи на повітряних лініях, є ризик падіння з висоти );

- підвищена напруга в електричному колі, замикання якого може відбутися крізь тіло людини (під час роботи на висоті під напругою, є ризик ураження людини електричним струмом);

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини (під час робіт на лініях 6-35 кВ при контакті з електричною частиною в ланцюзі, є ризик потрапляння людини під напругу);

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (є ризик падіння з висоти);

- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування (під час робіт з електричним обладнанням є ризик порізатись об гострі краї );

- підвищена і знижена температура повітря робочої зони (при плюсовій температурі, не рекомендовано виконувати роботи при температурі повітря +37°Сі вище);

- підвищена вологість повітря (слизькість);

- недостатня освітленість робочої зони (робота в темну пору доби без допоміжних засобів освітлення, є ризик потрапити під напругу);

- відсутність чи недостача природного світла(через недостатнє освітлення , є ризик потрапити під напругу);

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів (є ризик падіння з висоти);

- підвищений рівень електричної енергії (є ризик потрапити під напругу);

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;

- нервово-психологічні - втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи. Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;

5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при з виконанні робіт під напругою

Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з виконання робіт під напругою на ПЛ 6-35 кВ.

Електромонтажні роботи ПЛ 6-35 кВ, визначає умови проведення різних робіт: як безпосередньо під проводами, так і на відносно великих відстанях від них. Тому, для оцінювання реальної загрози виникнення електротравматизму та професійного захворювання, з урахуванням досягнень в зазначеній області, проведемо аналіз небезпек під час виконання електромонтажних робіт, в електроустановках напругою 6-35 кВ.

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд заходів захисту під час виконання електромонтажних на ПЛ 6-35 кВ.

Таблиця 5.1 – Державні стандарти України при виконанні електромонтажних робіт на ПЛ 6-35 кВ

|   |                        |  |        |
|---|------------------------|--|--------|
| 1 | ПУЕ<br>5.2.69          | Допустимий рівень грозостійкості під час захисту підходів ПЛ до РУ електростанцій.           | чинний |
| 2 | ДСТУ<br>2.6-194:2013.  | Опори повітряних ліній електропередавання, відкриті розподільні пристрої                     | чинний |
| 3 | НПАОП 0.00-<br>5.26-01 | Інструкція з охорони праці під час виконання електромонтажних робіт на висот                 | чинний |
| 4 | ПУЕ<br>2.5.24          | Природоохоронні заходи після закінчення робіт зв'язані з спорудженням, або реконструкцією ПЛ | чинний |
| 5 | ДСТУ 3429-96.          | Електрична частина електростанції та електричної мережі.                                     | чинний |
| 6 | ПУЕ 2.5.186            | Найменші відстані перетину проводів з ПЛ   | чинний |

Залежно від заходів безпеки, роботи на ЛЕП 6-35 кВ на виконувани:

1. Зі зняттям напруги - роботи, що виконуються на електричних опорах, де з усіх струмоведучих частин знята робоча напруга і вхід в приміщення електроустановки "ЗАМКНУТИЙ".

2. Без зняття напруги - на струмоведучих частинах - дротах ЛЕП і у близиних - роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. На опорах ЛЕП напругою вище 1000 В., а також на повітряних лініях напругою до 1000 В., до цих робіт відносяться роботи, що виконуються на струмоведучих частинах або на відстанні від них менше: 6 - 35 кВ - 0,6 м.

Основні причинами дії струму на людину являються: випадкові проникнення або наближення на небезпечну відстань до частин електричних дротів ЛЕП, лініям освітлення; поява напруги на металевих частинах устаткування в результаті ушкодження ізоляції та ін.

Згідно "Правил улаштування електроустановок" ПУЕ 2.5.18 відстань між найближчими проводами ПЛ, яка перетинає, і перетнутою ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ за умови, що хоча б одну з них виконано захищеними проводами, за температури плюс 15 °С без вітру, повинна бути не менше за 1,5 м. Відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ, яка перетинає, і перетнутою ПЛІ за температури повітря плюс 15 °С без вітру повинна бути не менше за 1 м.

При виконанні електромонтажних робіт на опорах ЛЕП, стовпах освітлення нерідко виникають умови, при яких навіть саме здійснене їх виконання не забезпечує безпеки працюючого. Тому вимагається застосовувати спеціальні захисні засоби: переносні прилади і пристосування, що служать для захисту персоналу, працюючого на опорах ліній електропередач, від поразки електричним струмом, дії електричної дуги, продуктів горіння, падіння з висоти і т. д. Засоби захисту умовно діляться на основні і додаткові для роботи в електричною напругою до і вище 1000 В, а також є індивідуальні засоби захисту. Основні ізолюючий електрозахисний засіб здатні тривалий час витримувати робоча напруга електроустановки і яке дозволяє працювати на токоведущих частинах, що знаходяться під напругою. Як правило, до таких засобів відносяться: на опорах ЛЕП напругою до 1000 В - діелектричні гумові рукавички, ручний ізолюючий інструмент, покажчики напруги до 1000 В, ізолюючі штанги усіх видів, ізолюючі кліщі, кліщі електровимірювань ; на опорах ЛЕП напругою вище 1000 В - ізолюючі штанги усіх видів, ізолюючі і електровимірювання кліщі, покажчики напруги, пристрою і пристосування для забезпечення безпеки робіт при вимірах і випробуваннях. Додаткові кошти захисту вони самі по собі не можуть при цій напрузі забезпечити захист від поразки електрострумом, але доповнює основний засіб захисту, а також служить для захисту від напруги дотику і напруги кроку.

В процесі виконання електромонтажних робіт на ЛЕП 6-35 кВ, для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії[88]:

- встановлення захисного заземлення, яке дає можливість захисту людини від ураження електричним струмом при дотику до металевих поверхонь, які виявились під напругою;

- до роботи в електроустановках НВН допускаються електромонтери, які пройшли медичний огляд для допуску до виконання цього виду роботи спеціального навчання для робіт в електроустановках;

- слід постійно стежити за виконанням необхідних ізоляційних відстаней;

- не дозволяється перебування членів бригади під вантажем, що піднімається і пристосуваннями, змонтованими на траверсіі проводах;

- забороняється передавати або отримувати інструмент або пристосування працівникам, які не перебувають на тій же робочій площадці;

- при проведенні робіт на висоті повинні встановлюватися огорожування і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;

- на час проведення робіт під напругою на ключах керування вимикачів ПЛ, які ремонтують, необхідно вивішувати попереджувальні плакати “Роботи під напругою – повторно не вмикати”. Розмір плакату – 80 мм x 50 мм;

- під час проведення ремонтних робіт під напругою між керівником робіт і черговим диспетчером повинен підтримуватися стійкий двосторонній зв'язок. За відсутності технічної можливості підтримування такого зв'язку роботу потрібно припинити. У разі виявлення відсутності напруги на ПЛ за будь-яких обставин керівник робіт зобов'язаний вийти на зв'язок з черговим диспетчером, зупинивши роботи і відвівши електромонтерів від струмовідних частин ПЛ, які знаходяться під напругою;

- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення;

### Розрахунок одинарного стержневого блискавко захисту

Розрахувати і побудувати блискавкозахисний об'єкт, який має розміри: довжина – А; ширина – В; висота – Н. Розрахунок виконати за умови блискавкозахисту одиничним чи подвійним стрижневим блискавковідводом [87].

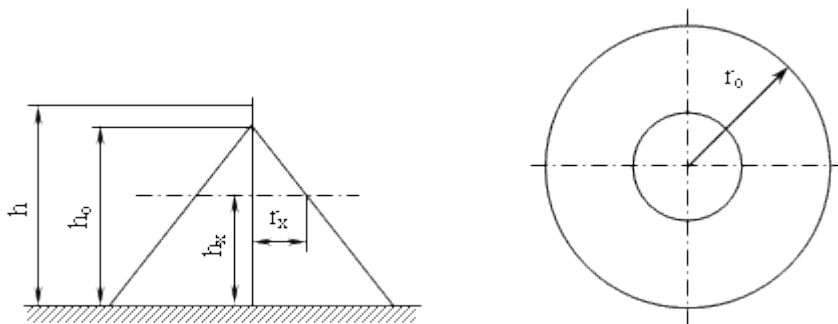


Рисунок 5.3.1– Розрахунок одинарного блискавко захисту

Порядок розрахунку.

1. Вводимо початкові данні:

Довжина будинку, м:  $A = 28$

Ширина будинку, м:  $B = 10$

Висота, м:  $h = 8$

Питомий опір ґрунту:  $p = 10$

Середньорічна грозова діяльність для Вінницької області:  $K = 20 - 40$

Середньорічна кількість ударів блискавки:  $n = 4$

1. Визначаємо очікувану кількість уражень блискавкою за рік:

$$N = ((A + 6h)(B + 6h) - 7.7h^2)n10^{-6} = 0.016.$$

2. Приміщення відноситься до 1 категорії захисту, зона А.

Відношення  $A/B=2.8$

Приймаємо відстань від стрижневого блискавковідводу до споруди, м

$$L1=4$$

3. Визначаємо відстань між двома окремими блискавідводами, м

$$L2 = 2L1 + A = 58.$$

Для забезпечення потрібного блискавкозахисту необхідно, щоб будинок перекривався зонами захисту, які утворені кожним блискавковідводом.

Тому приймаємо радіус захисту, м:  $Rx = 16$ ,  $Hx = h = 8$ ,  $B=0.9122$ ,  $C=28.04$

4. Визначимо висоту  $H1$  та  $H2$ , м, кожного блискавковідводу для зони А

$$H1=422.952,$$

$$H1=33.148.$$

З двох коренів приймаємо висоту блискавкозахисту:

$$H1=H2=33.148.$$

Для умови  $H < L < 2H$ , тобто  $33.148 < 58 < 66.294$  визначаємо розміри зони захисту (в м.) типу А одинарного стержневого блискавкозахисту рис. 5.3.2:

$$H0=0.85H=28.176,$$

$$R0=(1.1-0.002H)=34.265,$$

$$Rx==(1.1-0.002H)(H-Hx/0.85)=24.536.$$

Даний розрахунок дав можливість визначити зони захисту одиничного стержневого блискавкозахисту.



### 5.3 Протипожежний захист електроустановок НВН

На жаль, поки що в Україні відсутні будь-які нормативні документи щодо протипожежного захисту такого роду об'єктів, які є пожежонебезпечними тому основні рекомендації щодо протипожежний захисту вітроелектричних установок наведено з урахуванням діючого в Німеччині й у де-яких країнах Європи стандарті VdS 3523 «Вітроелектричні установки (ВЕУ); Настанови з пожежної безпеки», який було введено у дію в липні 2008 року та діючих нормативів з пожежної безпеки України [3].

Відповідно до типових ризиків, а також основних цілей захисту, у настановах наведені заходи пожежної безпеки у рамках загальної концепції протипожежного захисту, які добре зарекомендували себе для захисту будівель та інших інженерних конструкцій. Для захисту ВЕУ потрібно використовувати протипожежні заходи, що пристосовані до особливих умов застосування у електроустановках (клас пожеж Е). Використовувати первинні засоби пожежогасіння та засоби автоматичної системи пожежної сигналізації. Організація пожежної сигналізації і пожежогасіння добре зарекомендували себе при захисті об'єктів з підвищеною пожежною небезпекою.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні [4]. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Застосування матеріалів і систем, які були випробувані сертифіковані акредитованими органами, для систем пожежної безпеки, що також включає аудит системи управління якістю;

- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства

### Висновки по розділу 5

Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні електромонтажних робіт ПЛ 6-35 кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України;
- розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ПЛ 6-35 кВ;
- розраховано параметри одиничного блискавко захисту для безпечного виконання робіт;

описано основні заходи протипожежного захисту електроустановок ПЛ 6-35 кВ;.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні електромонтажних робіт ПЛ 6-45кВ.

## ВИСНОВКИ

В МКР розглянуто актуальну науково-прикладну проблему розвитку теорії побудови комбінованих методів діагностування з метою створення діагностичного забезпечення системи керування індивідуальною надійністю РМ напругою 6-35 кВ під час їх експлуатації і ремонту. Розвиток теорії полягає у визначенні закономірностей побудови комбінованої системи контролю роботоздатності ізоляції для РМ напругою 6-35 кВ, що функціонують в режимі ізольованої нейтралі. Впровадження діагностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції підвищує рівень надійності, безпеки і ефективності експлуатації обладнання РМ.

Побудова комбінованої системи діагностування передбачає узгодження та агрегацію системи неперервного контролю роботоздатності РМ з системою, що періодично повторює діагностичні цикли. Процедуру діагностування доцільно будувати на основі методу послідовного аналізу, коли спочатку шляхом неперервного контролю узагальнюючого параметру отримують інформацію про технічний стан РМ; за допомогою більш точних методів уточнюють діагноз; шляхом обходу, огляду та вимірювання перевіряють технічний стан апріорно визначених елементів РМ для даного циклу діагностування.

Доведено, що в якості інтегрального діагностичного параметра технічного стану ізоляції РМ доцільно використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції всієї мережі. Показано, що зміна технічного стану ізоляції окремих елементів РМ зумовлена утворенням шунтувальних зв'язків між струмоведучою частиною і землею. Під дією навколишнього середовища і перенапруг змінюється активний опір шунтувальних зв'язків. Контролюючи динамічну характеристику активного опору ізоляції мережі відносно землі можна виявити пошкодження ізоляції неруйнівними методами на ранній стадії їх розвитку. Існуючі методи контролю

не дозволяють відобразити динамічну характеристику активного опору ізоляції мережі. Не нормується і його величина, тому існує необхідність побудови та аналізу діагностичної моделі для визначення умов роботоздатності ізоляції.

Запропоновано принцип визначення роботоздатності ізоляції РМ відносно землі, який ґрунтується на використанні критеріїв електробезпеки і мінімуму втрат електроенергії в ізоляції від струмів стікання на землю. Визначено умови роботоздатності ізоляції РМ відносно землі у вигляді обмежень на зміну показників роботоздатності ізоляції, узгоджених із нормативними документами і стандартами. Розроблено математичну модель для визначення роботоздатності ізоляції у вигляді залежностей показників роботоздатності від параметрів ізоляції відносно землі. При аналізі її адекватності встановлено, що введені при формуванні моделі допущення призводять до виникнення похибки методу до 3.5%.

Розроблено метод визначення параметрів ізоляції фази мережі відносно землі шляхом неперервного контролю загального активного опору ізоляції і напруг фаз відносно землі при накладанні на мережу сигналу постійного струму і обробки результатів з допомогою спеціальної математичної моделі, яка подається у вигляді системи рівнянь, що відображають залежність параметрів ізоляції від контрольованих показників. Застосування даного методу підвищує чутливість контролю, а тому забезпечує виявлення пошкоджень ізоляції відносно землі на ранніх стадіях їх розвитку.

Для підвищення вірогідності діагнозу технічного стану ізоляції запропоновано використовувати метод періодичного контролю параметрів ізоляції фази мережі відносно землі на основі принципу зміщення нульової точки трикутника напруг на середину вектора лінійної напруги. Це досягається шляхом включення в мережу відносно землі зірочки провідностей, параметри яких налагоджені у послідовний резонанс. Запропонований метод доповнено способом врахування несиметрії ємностей фаз мережі відносно землі. Розроблено спосіб технічної реалізації даного методу, пристосований до

сучасних умов проведення вимірювань в діючих РМ. Особливістю проведення вимірювань в даному методі є використання опорної напруги, в якості якої виступає лінійна напруга мережі, а усі вимірювання проводяться з допомогою стандартних вимірювальних засобів (наприклад, електронного вольт-ампер-фазометра).

Розроблено принципи побудови, структуру і алгоритм функціонування діагностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції, який складається з підсистем неперервного і періодичного контролю, а також алгоритмічного програмного забезпечення, яке використовується для обробки даних вимірювань і визначення роботоздатності ізоляції РМ відносно землі на основі мікропроцесора.

Було розроблено і проаналізовано основні заходи щодо Охорони праці у надзвичайних ситуаціях, при роботі на лініях 6-35 кВ.

Було проаналізовано правила безпека у надзвичайних ситуаціях. А також дослідження стійкості роботи розподільчих електричних мереж напругою 6-35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Зорин В.В. Надежность систем электроснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер - К.: Вища шк., головное изд-во, 1984.- 192с.
2. Андриевский В.Н. Эксплуатация воздушных линий электропередачи/ В.Н.Андриевский, А.Т.Головань, А.С.Зеличенко - М.: Энергия, 1976.- 616с.
3. Кутин В.М. Диагностика повреждения изоляции распределительных сетей выше 1000 В с изолированной нейтралью/ В.М.Кутин, А.В.Кобылянский // Промышленная энергетика.- 1984.- № 7.- С. 11-14.
4. Костюков. Н.С. Электрические изоляторы / Н.С. Костюков, Н.В. Минаков, В.А. Князев, Ю.Г. Есиков, Л.Ф. Кузьмина, В.А. Порфиоров, Ю.И. Романов, В.Н. Трусов, Ф.Я. Харитонов, А.В. Штерн – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 296с.
5. Widmaier K. Durchführung – eine höchstbeanspruchte Komponente // Micafil Symposium 2002 Werterhaltung von Isolationssystemen in Transformatoren, Schaltanlagen und Kabeln. – 2002. – PP. 38-39.
6. Boeck W. Sensitivity verification of partial discharge detection systems for GIS with the UHF method and the acoustic method // ELECTRA. – 1999. – №183. – PP. 75–87.
7. König D. Teilentladungen in Betriebsmitteln der Energietechnik // VDE Verlag. – 1993. – PP. 38-42.
8. Lemke E. Advanced diagnostic tool for PD fault location in power cables using the CDA-technology // 12th ISH Bangalore. – 2001. – PP. 6-46.
9. Рекомендуемый метод определения относительного показателя сопротивления твердых изоляционных материалов образованию проводящих

мостиков в условиях влажности // Публикация 112 МЭК, 1959 (перевод ЦИТИЭП № П-5671). – 1984. – С. 35-49.

10. Alff J., Houhanessian V. D., Zaengl W. S., Kachler A. J. Compact Instrument for the Measurement and Evaluation of Relaxation Currents conceived for On-Site Diagnosis of Electric Power Apparatus // Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 00CH37075. – 2000. – PP. 161-167.

11. Абрамов В.Д. Эксплуатация изоляторов высокого напряжения/ В.Д.Абрамов, М.В.Хомяков – М.: Высшая школа, 1973. – 528с.

12. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях/ Г.М.Шалыт - М.: Энергоиздат, 1982. - 312 с.

13. Карпов Е.А. Исследование сопротивления изоляции распределительных сетей 6 кВ / Е.А.Карпов, В.М.Кутин, А.В.Кобылянский / Деп. в ЦНТИ Информэнерго № 1447эн-Д84 // Оpubл. в библи. указ. ВИНТИ "Депонированные научные работы". – 1984. – № 7. – С.141.

14. Абрамов В.Д. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / В.Д. Абрамов, В.В. Алексеев, А.И. Айзенфельд, И.Е. Бандуилов и др.; под ред. К.М. Антипова, И.Е. Бандуилова. - М.: Энергоатомиздат, 1987.– 560с.

15. Алексеев В.Г. Феррорезонанс в сетях 6-10 кВ/ В.Г.Алексеев, М.Х.Зихерман - Электрические станции. – 1979. – №1. – С.63-65.

16. Базанов В.П. О режимах работы трансформаторов напряжения. / В.П.Базанов, Т.Е.Путова //- Электрические станции.– 1987.– №2. – С.56.

17. Дударев Л.Е. Защита трансформаторов напряжения от токовых перегрузок с помощью резисторов в цепи нейтрали./ Л.Е.Дударев, И.В.Волошек // - Промышленная энергетика. – 1987. – №4. – С.34-37.

18. Волошек И.В. Компенсационный эффект трансформаторов напряжения/ И.В.Волошек// - Изв. вузов СССР, Энергетика. – 1988. - №3. – С.43-46.

19. Волошек И.В. Анализ переходных процессов в сетях 6-10 кВ при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу методами математического моделирования/ И.В. Волошек - Автореф. дисс. ... канд. техн. наук / МЭИ. – М., 1988. – 21с.

20. Дударев Л.Е. Численный анализ феррорезонансных процессов в сетях с изолированной нейтралью/ Л.Е.Дударев, И.В.Волошек // - Электрические станции. – 1991.– №1. – С.66.

21. Дударев Л.Е. Подавление феррорезонансных процессов в сетях с изолированной нейтралью/ Л.Е.Дударев, Аднан Эль-Хатиб // - Электрические станции.– 1993. – №10.– С.62-65.

22. Ларионов В.П. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В.П.Ларионов, В.В.Базуткин, Ю.С.Пинталь - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 464с.

23. Цапенко Е.Ф. Влияние трансформаторов контроля изоляции на перенапряжения в сетях 6-35 кВ/ Е.Ф.Цапенко // - Промышленная энергетика. – 1983.– №12. – С.22-23.

24. Roberts Jeff, Dr. Daqing Hou, Fernando Calero, Dr. Hector J. Altuve New directional ground-fault elements improve sensitivity in ungrounded and compensated networks. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.selinc.com/>.

25. 27. Klaus A., Gerlach H.G. Teilentladungsmessung an Hochspannungsapparaten in ungeschirmten elektrischen Verteilanlagen // Bull. SEV/VSE 79. – 1988. – №13. – S. 769-774.

26. Виштебеев А.В. О резистивном заземлении нейтрали в сетях 6-35 кВ / А.В.Виштебеев, К.П.Кадомская // Энергетик, №3, 2001. – С. 33-34.

27. Цапенко Е.Ф. О настройке дугогасящих катушек для компенсации токов однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ / Е.Ф.Цапенко // Промышленная энергетика.- 1980.- № 7.- С. 41-43.



28. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергия, 1986. - 547с.
29. Правила устройств электроустановок М: Энергоатомиздат, 1985.- 640 с.
30. Zaengl W. Dielectric spectroscopy in time and frequency domain for HV power equipment // Theoretical considerations. Part I. – IEEE Electr. Insul. Magazine. – Vol. 19. – 2003. – No.5. – PP. 5-19.
31. Gockenbach E. Testing and monitoring as basis of the dielectric diagnostic // 11th ISH, London. – 1999. – P. 501-510.
32. Кутін В.М. роблеми діагностування ізоляції повітряних ліній напругою 6-10 кВ/ В.М.Кутін, М.П.Свиридов, С.В.Матвієнко // Вісник ВПІ.– 2003. – №6.– С.238-240.
33. Кутін В.М. Система контролю технічного стану ізоляції розподільних мереж 10 кВ / В.М.Кутін, С.В.Матвієнко // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб. наук. праць.– Кременчук, 2007.– №3(44).– С.117-120.
34. Кутін В.М. Контроль провідності ізоляції фази відносно землі в трифазних системах з ізольованою нейтраллю/ В.М.Кутін, С.В.Матвієнко // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2002.– №2.– С.60-65.
35. Назаров В.В. Контроль изоляции в сетях 3-10 кВ / В.В.Назаров // Электрические станции. -1981.- № 1.– С. 62-63.
36. Цапенко Е.Ф. Определение активного сопротивления изоляции и емкости сетей 6-35 кВ относительно земли при помощи вольтметров контроля изоляции./ Е.Ф.Цапенко, Ю.Н.Случевский, Д.Н.Чучелов // – Промышленная энергетика, 1982. – №1. – С. 50-51.
37. Цапенко Е.Ф. Определение параметров изоляции отдельных фаз относительно земли в сети с изолированной нейтралью./ Е.Ф.Цапенко, Ю.Н.Случевский // Метрология, 1981. – №9. – С. 44-50.

38. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию/ В.А. Борухман– Энергетик.– 2000.- №1. – С.38-40.

39. Сирота И.М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности/ И.М.Сирота - Киев: Наукова думка, 1983. - 267с.

40. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ/ Е.Ф.Цапенко - М.: Энергоатомиздат, 1986.- 120с.

41. Кутін В.М. Комбінована система діагностування систем електропостачання змінного та постійного струму (теорія, дослідження та розробка): Дис. докт. техн. наук : спец. 6.11.2002 – «Електро технічні комплекси та системи» / В.М.Кутін. – Дніпропетровськ, 2002. – 518 с.

42. Кутин В.М. Непрерывный контроль изоляции в распределительных сетях 6-10 кВ / Электробезопасность и надёжность эксплуатации электрооборудования: маркетинг разработок./ В.М.Кутин, А.Е. Рубаненко // Тезисы докл. Всесоюзного семинара. – Калининград – Светлогорск. - 1991. - С. 15

43. Patsch R., Romero P. Verlustfaktormessungen bei unterschiedlichen Frequenzen als Diagnoseverfahren water tree geschädigter Isolierungen // 40IWK. – Immenau. – 1995. – S. 35-38.

44. Сабарно Л.Р. особенности мониторинга изоляции кабельных линий среднего класса напряжения / Л.Р.Сабарно // Автоматизация и релейная защита в энергосистемах. – К.: Наук. Думка. – 1998. – С.165170.

45. Шулика Н.М. Контроль состояния изоляции электрических сетей/ Н.М.Шулика, И.М.Сирота, А.Е.Богаченко // Препр. 632 ИЭД АН УССР. - Киев, 1990. - 42с.

46. Кутин В.М. Устройство для защиты сети переменного тока с изолированной нейтралью от однофазного замыкания на землю: А.с. 877686 СССР. -МКИ Н 02 Н 3/16./ В.М. Кутин, Л.П. Любонько (СССР) – № 2885112/24-07; Заявл. 19.02.80; Оpubл. 30.10.81, Бюл. №40.- 4с.

47. Кутин В.М. Устройство для защиты сети переменного тока с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю: А.с. 1065951 СССР. -МКИ H02H3/17 / В.М. Кутин, А.В. Кобылянский (СССР) – № 3486774/24-07; Заявл. 06.09.82; Опубл. 07.01.84, Бюл. №1.- 4с.

48. Прусс В. Л. Математическая модель аварийной диагностики кабельной сети 6-10 кВ / В. Л. Прусс, Л. В. Нечипорович // Известия вузов. Энергетика. – 1970. – № 2. – С. 23–29.

49. Прусс В. Л. Использование ЭЦВМ для формирования оптимального управления процессом аварийной диагностики в распределительных электросетях 6-10 кВ / В. Л. Прусс, Л. В. Нечипорович // Известия вузов. Энергетика. – 1971. – № 5. – С. 20–25.

50. А. с. 1215068 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / А. П. Калейников, В. А. Лавров. – № 3769307/24-21 ; заявл. 10.07.84 ; опубл. 28.02.86, Бюл. № 8. – 3 с.

51. А. с. 1000944 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для определения направления поиска короткого замыкания / В. А. Островский, Р. М. Сагутдинов, М. К. Богорад, А. И. Селивахин, А. П. Кузнецов, И. А. Федотов, И. Г. Беляков. – № 3347097/24-21 ; заявл. 22.10.81 ; опубл. 28.02.83, Бюл. № 8. – 5 с.

52. А. с. 559196 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / И. И. Труб, А. П. Коробейников, Б. И. Мостовой. – № 2324043/24 ; заявл. 05.02.76 ; опубл. 25.05.77, Бюл. № 19.– 5 с.

53. А. с. 1054804 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / В. И. Гуревич, О. И. Измайлов, В. Н. Горин, П. И. Савченко. – № 3238975/18-21 ; заявл. 20.01.81 ; опубл. 15.11.83, Бюл. № 42. – 3 с.

54. А. с. 1226359 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / Н. М. Черемисин, В. М. Зубко, В. И. Гуревич, П. А. Колбасин. – № 3800842/24-21 ; заявл. 12.10.84 ; опубл. 23.04.86, Бюл. № 15. – 3 с.

55. А. с. 892359 СССР, МКИ G 01 R 31/08, Н 02 Н 3/08. Устройство для сигнализации направления короткого замыкания / Р. Ш. Сагутдинов, В. А. Островский, В. С. Рыбов, А.П. Кузнецов. – № 2905168/24-07 ; заявл. 04.04.80 ; опубл. 23.12.81, Бюл. № 47. – 3 с.

56. А. с. 1183925 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / Н. М. Черемисин, В. И. Гуревич, Н. И. Труб, П. А. Колбасин, Н. А. Босий. – № 3606526/24-21 ; заявл. 03.05.83 ; опубл. 07.10.85, Бюл. № 37. – 2 с.

57. Дулуб И. С. Методика определения эффективности внедрения указателей короткого замыкания в сельских сетях 6–10 кВ / И. С. Дулуб, Ю. Л. Кошкин, В. А. Островский // Электричество. – 1980. – № 9. – С. 76–79.

58. Берхин В. И. Определение мест однофазных к. з. в воздушных распределительных сетях / В. И. Берхин, С. Ф. Кондратюк // Энергетик. – 1974. – № 11. – С. 33–34.

59. Айзенфельд А. И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А. И. Айзенфельд, Г. М. Шалыт. – 2-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 160 с.

60. Борухман В. А. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи / В. А. Борухман, А. А. Кудрявцев, А. П. Кузнецов. – М. : Энергия, 1973. – 88 с.

61. Определения мест повреждения в воздушных и кабельных линиях : обзор // Энергетика за рубежом. – М. : БТИ ОРГРЭС. – 1961. – Вып. 2. – 261 с.

62. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 312 с.

63. Пронникова М. И. Фильтровые защиты от коротких замыканий для сельских электроустановок / М. И. Пронникова // Автоматизация производственных процессов в сельском хозяйстве. – М. : Из-во АН СССР. – С. 360–365.

64. Гладилин Л.В. Анализ условий безопасности в подземных кабельных сетях / Л.В.Гладилин // Электрооборудование подземных выработок угольных шахт. -М.: Углетехиздат, 1955. - С. 43-46.

65. Гладилин Л.В. Прибор для исследования состояния изоляции электрических сетей низкого напряжения/ Л.В.Гладилин, Б.Е.Меньшов // Горный журнал. - 1960. -№5.-С. 38-41.

66. Кутин В.М. Определение проводимости изоляции фазы относительно земли в трехфазной сети с изолированной нейтралью / В.М.Кутин // Изв. вузов. Энергетика.- 1978.- №2.- С. 123-127.

67. Кутин В.М.Устройство для измерения полной проводимости изоляции: А.с. 261567 СССР, МКИ G 01 r 27/04. / В.М. Кутин, Л.С.

Тонкошкур (СССР).-№1230831/24 – 7; Заявлено 04.04.68; Опубл. 13.1.1970, Бюл. № 12 - 3с.

68. Кутин В.М. Приставка для непрерывного контроля проводимости изоляции фаз сети / В.М.Кутин, В.А.Жогов // Промышленная энергетика. - 1978. - № 1. - С. 39-41.

69. Предельно допустимые уровни напряжения и токов. ГОСТ 12.1038-82. – Введ. 01.01.85. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 6 с.

70. Кутін В.М. Система контролю працездатності ізоляції розподільної мережі напругою 6-10 кВ / В.М.Кутін, С.В.Матвієнко // Вісник Криворізького технічного університету: Зб. наук. праць. – Кривий Ріг, 2005.– №7.– С.123-128.

71. Структура балансу електроенергії в електричних мережах 0.38-154 кВ – Методики складання, аналізу складових та нормування технологічних витрат електроенергії, Київ. – 2003. – 71с.

72. Кутін В.М. Визначення умов працездатності ізоляції в розподільних мережах напругою 6-10 кВ / В.М.Кутін, С.В.Матвієнко, В.В.Луцяк // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб. наук. праць.– Кременчук, 2003.– №6(23).– С.34-37.

73. Иванов Е.И. Замыкания на землю и заземления / Е.И.Иванов // Новости Электротехники. – № 5 (11), 2001.– С. 73–75.

74. Кутін В.М. Вибір сукупності діагностичних показників для оцінки працездатності ізоляції відносно землі мережі 6-35 кВ / В.М.Кутін, С.В.Матвієнко // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб. наук. праць.– Кременчук, 2006.– №3(38).– С.96-99.

75. Жежеленко И.В. Вопросы качества электроэнергии в электроустановках/ И.В.Жежеленко, Ю.Л.Саенко – Мариуполь: ПГТУ, 1996. – 173с.

76. Кутін В.М. Визначення технічного стану ізоляції розподільних мереж напругою 6-10 кВ з урахування впливу несиметрії параметрів ізоляції відносно землі/ В.М.Кутін, С.В.Матвієнко // Вісник Вінницького Політехнічного Інституту. – 2005. – №6. – С.142-145.

77. Арриллага Дж. Гармоники в электрических системах / Пер. с англ/ Дж. Арриллага, Д.Брэдли, П.Роджер - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 230 с.

78. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-ое изд. пер. доп./ И.В. Жежеленко – М.: Энергоиздат, 2000. – 331 с.

79. Климов В.П. Проблемы высших гармоник в современных системах электропитания / В.П.Климов, А.Д.Москалев // Практическая силовая электроника. Науч.-техн.сб./Под ред. Г.М.Мальшкова, А.В.Лукина - М.: АОЗТ "ММП-Ирбис", 2002. Вып 5. – С.58-60

80. Нейман Л.Р. Теоретические основы электротехники/ Л.Р.Нейман, К.С.Демирчян - М. - Л.: Энергия, 1976.- 522 с.

81. Федоров М.М. К вопросу о влиянии напряжения обратной последовательности на электромеханические характеристики асинхронного двигателя / М.М.Федоров, О.Г.Пинчук // Збірник наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика». Випуск 50. – Донецьк: ДонНТУ, 2002. – 190с.

82. Кутін В.М. Керування технічним станом електротехнічних комплексів в процесі їх експлуатації / В.М.Кутін, С.В.Матвієнко, В.В. Луцяк // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб. наук. праць.– Кременчук, 2005.– №3(32).– С.152-155.

83. Кутін В.М. Комбінована система керування технічним станом розподільних мереж / В.М. Кутін, С.В.Матвієнко, М.В. Кутіна // Автоматика-2006: XIII Міжнародна конференція. Вінниця, 25-28 вересня 2006р.– Вінниця, 2006.– С.116.

84. ГКД 34.20.507-2003 Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж 2003р

85. ДСТУ 2.6-194:2013. Опори повітряних ліній електропередавання, відкриті розподільні пристрої, лінії контактних мереж транспорту, антенні споруди зв'язку, річкові гідротехнічні споруди, балки з гнучкою або перфорованою стінкою.

86. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Протипожежна безпека.

87. Пожежна безпека. Нормативні акти та інші документи. У 4-х томах. – К. : Основа, 1997-1998.

88. НПАОП 0.00-5.26-01. Інструкція з охорони праці під час виконання електромонтажних робіт на висот

89.ПУЕ5.2.69. Допустимий рівень грозостійкості під час захисту підходів ПЛ до РУ електростанцій.